

Sezione 2

CONCORRENZA E REGOLAZIONE NEI SETTORI ENERGETICI

STRUTTURA DEI MERCATI E REGOLAZIONE
DEL SETTORE ELETTRICO

STRUTTURA DEI MERCATI E REGOLAZIONE
DEL SETTORE DEL GAS NATURALE

OBBLIGHI DI SERVIZIO PUBBLICO,
QUALITÀ E TUTELA DEI CONSUMATORI

INDAGINI, VIGILANZA, CONTROLLI
E SANZIONI NEI SETTORI REGOLATI

3. STRUTTURA DEI MERCATI E REGOLAZIONE DEL SETTORE ELETTRICO

EVOLUZIONE DEL SETTORE

Con l'avvio della borsa elettrica nell'aprile 2004 è stato compiuto un passo fondamentale verso la realizzazione del mercato come previsto dall'art. 5 del decreto 16 marzo 1999, n. 79.

Con l'1 gennaio 2005 la borsa elettrica è stata completata con la partecipazione attiva della domanda, vale a dire con l'espressione da parte dei consumatori o di loro delegati delle quantità e dei prezzi d'acquisto dell'energia elettrica.

La transizione a un modello di dispacciamento basato sull'ordine di merito economico, e dunque il ricorso a un criterio di mercato per selezionare gli impianti per la generazione dell'energia elettrica, ha determinato, nel corso del 2004, una maggiore focalizzazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas sull'attività di sorveglianza. Infatti, l'avvio del mercato organizzato ha fatto emergere in modo trasparente i nodi strutturali del settore. Al contempo si è reso necessario tutelare le categorie più deboli dei consumatori dall'esposizione a una eccessiva volatilità del costo di approvvigionamento dell'energia elettrica. Le principali aree di intervento dell'Autorità sono riconducibili a due percorsi che appaiono oggi ancora distinti ma che dovranno trovare la loro sintesi nella realizzazione di un mercato concorrenziale.

Da un lato ritroviamo l'attività di regolazione *ex ante*, con l'introduzione di misure per la promozione della concorrenza e dell'efficienza nell'offerta di energia elettrica, e l'attività di monitoraggio *ex post* del mercato stesso. Gli elementi "visibili" di dette attività continuative dell'Autorità si sono concretizzati nell'indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore, condotta congiuntamente con l'Antitrust, nonché nell'apertura di due istruttorie conoscitive sulle dinamiche di formazione dei prezzi in borsa nel giugno 2004 e nel gennaio 2005.

Dall'altro, le azioni dell'Autorità sono riconducibili a interventi di regolazione mirati a trasferire in tariffa, nel rispetto delle regole del mercato, gli impatti conseguenti a un'allarmante dinamica dei prezzi internazionali dei combustibili – il prezzo del petrolio ha registrato un valore medio nel 2004 di 38,2 \$/barile, poi salito a 47,6 \$/barile nel primo trimestre 2005 – in presenza di un ancora limitato livello di concorrenzialità sul lato dell'offerta.

Queste ultime azioni sono state indirizzate prevalentemente alla regolazione del mercato vincolato dove i provvedimenti adottati dall'Autorità e dal Ministero delle attività produttive hanno permesso alla società Acquirente Unico S.p.A. di differenziare i propri approvvigionamenti tramite una molteplicità di contratti, bilaterali fisici, per differenza, CIP6 e *import*, che hanno ridotto a poco meno del 20 per cento, nel periodo aprile-dicembre 2004, gli acquisti allo scoperto nella borsa elettrica.

Le suddette misure, congiuntamente al riconoscimento in tariffa di un costo di approvvigionamento stimato su base annua, hanno permesso di tutelare le fasce più deboli della clientela dal rischio di volatilità dei prezzi di borsa.

Per quanto riguarda il segmento dei clienti idonei, l'Autorità ha introdotto una serie di misure finalizzate alla copertura del rischio di congestione nell'utilizzo della rete di trasmissione nazionale e delle interconnessioni con l'estero. Questi strumenti consentono di "sterilizzare" parzialmente gli effetti sul prezzo finale del rischio prezzo associato alle congestioni di rete.

I provvedimenti di copertura si accompagnano alla regolazione delle cessioni di energia CIP6, per il 2005 interamente realizzata dal Ministero delle attività produttive, che vede l'assegnazione di bande CIP6 con criterio pro-quota a un costo fisso pari a 50€/MWh.

Le azioni sopra descritte, tuttavia, devono essere ricondotte a un quadro compatibile con il processo di completamento del mercato elettrico e non a una risoluzione amministrativa dei difetti dovuti alle criticità strutturali. Giova a tale proposito ricordare che i gestori di reti confinanti con l'Italia hanno adottato approcci diversi nell'allocazione della capacità di interconnessione mentre sarebbe auspicabile uno sforzo maggiore per la condivisione a livello comunitario di un criterio armonizzato di gestione delle interconnessioni, quale prerequisito per la transizione a un mercato europeo dell'energia elettrica.

Sul fronte della generazione di energia elettrica, il 2004 ha visto un incremento della capacità produttiva sia grazie al completamento dei lavori di riconversione di centrali esistenti, sia per la messa in esercizio di nuovi impianti.

La disponibilità per gli operatori elettrici di ulteriore capacità produttiva è un passaggio indispensabile per garantire una maggiore concorrenza nell'offerta soprattutto una volta constatato che il processo di dismissione di impianti di produzione, attivato dal decreto di liberalizzazione n. 79/99, non ha portato a risultati soddisfacenti nello sviluppo di una concorrenza effettiva nel mercato.

Il processo di rinnovamento del parco impianti nazionale, che interesserà nel periodo 2005-2007 circa 15.000 MW, prevalentemente localizzati al Nord e pari al 21 per cento dell'attuale capacità disponibile, sarà solo parzialmente in grado di controbilanciare il potere di mercato dell'operatore dominante nella fissazione del prezzo dell'energia elettrica. L'attuale struttura di produzione vede l'ex monopolista con una quota di potenza efficiente netta produttiva superiore al 55 per cento del parco nazionale e con la quasi totalità degli impianti di punta nonché di una rilevante quota degli impianti di *mid merit*. Una simile struttura dell'offerta, pur differente nelle diverse zone del paese, garantisce all'operatore dominante un notevole vantaggio competitivo per la copertura di gran parte del fabbisogno orario. Nel febbraio 2005 è stata pubblicata l'indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore dell'energia elettrica, condotta congiuntamente con

l'Autorità garante della concorrenza e del mercato. L'indagine si è concentrata sul mercato all'ingrosso nel 2004. In particolare, nel segmento dell'offerta di energia elettrica, sono state confermate le gravi criticità riconducibili all'esistenza di un operatore dominante in grado di esercitare un elevato potere di mercato e dunque una forte influenza nella determinazione dei prezzi, sostanzialmente in tutto il paese.

Le principali linee d'intervento proposte nelle conclusioni dell'indagine sono finalizzate a disciplinare le offerte di vendita in modo da ripristinare condizioni di mercato competitive, e a disincentivare strategie di sottrazione della capacità produttiva dal mercato al fine di condizionarne il prezzo.

Accanto a queste soluzioni di tipo regolatorio sono stati auspicati interventi orientati all'insediamento, da parte di soggetti diversi dall'operatore dominante, di nuovi impianti di produzione, soprattutto in zone a oggi deficitarie d'offerta, e tali da sviluppare la rete di trasmissione nazionale, riducendo al minimo i rischi di congestione interzonale e favorendo lo sviluppo delle linee di interconnessione con l'estero, anche tramite la realizzazione di "linee dirette".

Proprio sul fronte della trasmissione nel 2004 si è completato il quadro normativo già delineato dalla legge del 27 ottobre 2003, n. 290, volto all'unificazione proprietaria e gestionale della rete di trasmissione.

Tale proposta consente il riaccorpamento, entro il 31 ottobre 2005, della proprietà e della gestione della rete di trasmissione nazionale in capo a un unico soggetto, con esclusione delle attività commerciali e delle partecipazioni che l'attuale società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. (GRTN) detiene nella società Gestore del mercato elettrico S.p.A. (GME) e nell'Acquirente Unico.

Il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri dell'11 maggio 2004 ha introdotto tetti proprietari per limitare le quote di partecipazione delle società elettriche nella nuova società di trasmissione in modo che l'unificazione rappresenti un'operazione di razionalizzazione della rete di trasmissione e non un ostacolo all'ingresso di nuovi operatori. Questa operazione è motivata da un'aspettativa di maggior efficacia nelle attività di programmazione dello sviluppo della rete, nel finanziamento delle nuove infrastrutture e nella conseguente realizzazione dei lavori.

Sul versante della vendita dell'energia elettrica, con il 1° luglio 2004 per effetto della Direttiva europea 2003/54/CE si possono avvalere dell'idoneità tutti i consumatori non domestici.

L'apertura del mercato nel settore della vendita che, sempre per effetto della normativa europea, riguarderà anche i clienti domestici a partire dal 2007, rappresenta un passo altrettanto importante quanto l'apertura del mercato sul lato dell'offerta nel processo di liberalizzazione del settore elettrico. Tuttavia l'apertura quasi completa della domanda ha sofferto, nel 2004, di una limitata con-

correnza sul fronte della generazione.

A fronte di una domanda potenziale del settore idoneo pari a circa l'80 per cento dei consumi nazionali (al netto degli autoconsumi), al 31 dicembre 2004 i clienti idonei risultavano aver esercitato il diritto all'idoneità per una quota inferiore al 50 per cento, ovvero per 127,8 TWh. Tale dato evidenzia che i piccoli consumatori hanno aderito al mercato libero per una quota pari a circa il 60 per cento del potenziale.

Accanto a ciò si è assistito a una rivitalizzazione del mercato vincolato grazie all'introduzione da parte di alcuni operatori di una pluralità di opzioni tariffarie ritagliate per adeguare i consumi dei clienti finali ai segnali di prezzo orario del mercato elettrico attraverso tariffe bi-orarie, per piccoli consumatori e per seconde case.

Domanda e offerta nel 2004

Il bilancio degli operatori elettrici, riportato nella tavola 3.1, riassume il ruolo svolto dalle principali categorie di operatori nella determinazione dei flussi di energia elettrica dalle fasi della generazione e dell'importazione, fino a quelle della vendita e del consumo finale. Esso ha la funzione di permettere una visione d'insieme dell'intero mercato dell'energia elettrica, visione che viene persa nell'analisi dettagliata sviluppata nel seguito del presente capitolo con riferimento alle varie parti del sistema.

I cambiamenti intercorsi nell'organizzazione del mercato, nella struttura e nella proprietà delle imprese hanno suggerito una sostanziale revisione della struttura del bilancio. La radicale trasformazione dell'industria elettrica europea avvenuta negli ultimi anni, nonché i mutamenti in corso e previsti nel prossimo futuro sia in Italia sia nel resto dell'Unione europea, richiedono di dare risalto alla dimensione delle imprese più che alla loro proprietà e origine nazionale. Inoltre, con la avvio della borsa elettrica nel 2004 è diventato operativo l'Acquirente Unico.

Come per gli anni passati, per operatore si intende l'insieme delle società di generazione e *trading* appartenenti allo stesso gruppo di controllo. Pertanto, l'operatore Enel S.p.A. raggruppa i grossisti Enel Trade S.p.A. ed Enel Energia S.p.A. assieme ai produttori Enel Produzione S.p.A. ed Enel Green Power S.p.A. Analogamente, i produttori con generazione maggiore di 10 TWh includono, oltre alle varie società di produzione (Edison S.p.A., Endesa Italia S.p.A. ed Edipower S.p.A.), anche i grossisti associati a queste imprese. I grossisti indipendenti non hanno legami societari diretti con le imprese di produzione nazionale ma in molti casi risultano collegati con produttori esteri; tra questi si distin-

guono EGL Italia S.p.A., Atel Energia S.r.L. ed EDF Energia Italia S.r.L.

Con l'avvio della borsa elettrica è necessariamente cambiata la struttura per attività esercitata. La principale novità nel bilancio riguarda l'introduzione della struttura delle attività di compravendita tra operatori nazionali. Oltre agli acquisti da produttori e grossisti in base a contratti bilaterali e quelli dalla borsa elettrica, il bilancio evidenzia le assegnazioni di energia CIP6 assieme ad altre partite gestite dal GRTN e i trasferimenti in *tolling*. I principali beneficiari di questi ultimi sono società azioniste di Edipower (principalmente Aem Milano S.p.A., Aem Torino S.p.A. e Atel) che figurano tra i produttori e i grossisti di media grandezza (1-10 TWh). Più in basso, oltre alle importazioni distinte tra assegnazioni del GRTN e dei gestori esteri, viene evidenziata la distribuzione tra operatori delle vendite all'Acquirente Unico e in borsa e le cessioni di produzione incentivata (CIP6, miniidro ed eccedenze) al GRTN nonché le vendite ad altri grossisti e produttori in base a contratti bilaterali.

Il bilancio cerca di rappresentare il più fedelmente possibile anche l'andamento dei consumi finali nel corso del 2004, differenziando tra autoconsumi degli autoproduttori, mercato vincolato e mercato libero, distinto per principali classi di consumo. Come noto, nei primi tre mesi dell'anno ha continuato a funzionare il meccanismo dello STOVE che ha coinvolto la produzione dell'Enel e delle tre ex GenCo. Per semplicità il bilancio evidenzia le forniture al mercato vincolato come se venissero effettuate direttamente da queste società e dall'Acquirente Unico, mentre notoriamente tale funzione è svolta dai gestori delle reti.

Il bilancio permette di apprezzare il diverso peso delle varie tipologie di acquisto e vendita; per esempio, con riferimento al ruolo della borsa elettrica rispetto ai contratti bilaterali o alle cessioni e assegnazioni di energia incentivata tra le varie categorie di operatori. Tuttavia, data la specificazione per categorie che aggregano più produttori e grossisti, occorre molta cautela nella lettura e interpretazione del bilancio. I dati riportati includono, oltre alle transazioni tra diverse categorie di operatori, anche quelle tra operatori compresi all'interno della stessa categoria con il risultato di ingigantire le quantità complessive che risultano dalle semplici sommatorie. È evidente, per esempio, che i totali degli acquisti e delle cessioni includono anche le rivendite, mentre i trasferimenti netti prima delle perdite non possono essere calcolati in via diretta dalle voci precedenti, ma richiedono di entrare nel dettaglio delle transazioni tra singoli operatori.

TAV. 3.1 BILANCIO DEGLI OPERATORI ELETTRICI NEL 2004

TWh

	PRODUTTORI				ACQUIRENTE UNICO	GROSSISTI INDIPENDENTI			TOTALE
	ENEL	> 10 TWH	1-10 TWH	< 1 TWH		> 10 TWH	1-10 TWH	< 1 TWH	
Produzione nazionale netta^(A)	125,9	81,6	56,7	22,5	0,0	0,0	0,0	0,0	286,6
Acquisti da operatori nazionali	36,7	31,0	56,3	17,6	110,2	13,5	62,0	13,8	341,2
Da produttori	21,6	10,7	18,0	6,0	29,2	1,6	10,0	1,1	98,3
Da grossisti	9,1	18,1	14,1	9,4	1,1	5,9	28,9	8,9	95,5
Dalla Borsa elettrica	1,4	0,0	1,5	0,6	62,6	0,1	2,0	1,0	69,2
Dal GRTN ^(B)	4,4	2,2	8,7	0,8	17,3	5,9	14,8	2,7	56,7
Tolling/mandato e altro	0,1	0,0	14,1	0,7	0,0	0,0	6,3	0,2	21,4
Importazioni nette^(C)	4,5	1,0	4,9	1,8	15,6	1,8	13,6	2,3	45,6
Assegnate dal GRTN	4,2	0,9	3,4	1,0	15,6	1,2	6,9	1,3	34,5
Assegnate dai Gestori esteri	0,3	0,2	1,6	0,7	0,0	0,6	6,7	1,0	11,1
Cessioni ad altri operatori	123,6	94,1	66,6	11,8	125,8	0,1	31,5	5,3	458,8
Acquirente unico	22,3	2,7	2,6	0,4	0,0	0,0	2,0	0,3	30,3
Borsa elettrica	47,6	7,0	10,1	0,5	0,0	0,1	1,6	0,3	67,3
GRTN	18,5	21,3	20,6	5,2	0,0	0,0	0,0	0,0	65,6
Grossisti e produttori	35,4	63,1	33,2	5,6	0,0	0,0	27,8	4,7	169,8
Distributori ^(D)	18,3	6,7	0,9	0,0	125,8	0,0	0,0	0,0	151,7
Energia destinata ai pompaggi	10,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,3
Generata in proprio	2,7	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8
Acquistata sul mercato	7,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,5
Trasferimenti netti	-91,7	-60,9	-16,5	-8,0	136,1	11,1	23,7	6,3	0,0
Perdite^(E)	8,9	5,7	4,2	1,7	1,1	0,1	0,9	0,2	22,7
Vendite e consumi finali	19,6	16,0	40,8	14,6	150,7	12,7	36,4	8,5	299,3
Autoconsumi per usi finali	0,0	0,7	10,1	8,6	0,0	0,0	0,0	0,0	19,5
Vendite a clienti finali	19,6	15,3	30,7	6,0	150,7	12,7	36,4	8,5	279,8
Mercato vincolato ^(F)	0,0	0,0	0,0	0,0	150,7	0,0	0,0	0,0	150,7
Mercato libero	19,6	15,3	30,7	6,0	0,0	12,7	36,4	8,5	129,1
< 50 Mwh	0,0	0,0	0,1	0,2	0,0	0,0	1,5	0,3	2,2
50-500 MWh	0,6	0,3	1,3	0,7	0,0	0,1	3,2	0,6	6,7
500-5.000 MWh	2,6	4,3	7,9	2,1	0,0	0,6	9,4	2,2	29,0
5.000-50.000 MWh	4,1	5,3	12,3	2,3	0,0	2,9	11,5	3,8	42,1
> 50.000 MWh	12,2	5,4	9,2	0,7	0,0	9,2	10,8	1,6	49,2

(A) Include i pompaggi.

(B) Acquisti dal GRTN di energia incentivata da parte di clienti idonei finali inclusa negli acquisti dei grossisti.

(C) Le importazioni dirette dei clienti finali incluse nella categoria dei produttori con < 1 TWh in quanto praticamente tutti autoproduttori.

(D) Le vendite dai produttori ai distributori riguardano i primi 3 mesi dell'anno in cui ha continuato a funzionare il meccanismo dello STOVE.

(E) Le perdite vengono attribuite agli operatori in funzione dell'entità della produzione e delle importazioni.

(F) Le vendite finali al mercato vincolato sono attribuite all'Acquirente unico anche se effettuate attraverso i gestori delle reti di distribuzione.

Fonte: Elaborazione di AEEG delle dichiarazioni degli operatori e sulla Banca dati dei clienti idonei. La produzione nazionale netta include i pompaggi. I trasferimenti comprendono: l'energia da impianti CIP 6; le cessioni delle bande di capacità di importazione e gli scambi. I dati riportati possono differire da quelli presentati in altre tabelle per via della diversa origine.

APPROVVIGIONAMENTO: PRODUZIONE NAZIONALE E IMPORTAZIONI

Struttura della produzione nazionale

Nel 2004 la domanda di energia elettrica è aumentata dello 0,4 per cento riassorbendo, pertanto, parte del marcato incremento del fabbisogno che si era registrato nel 2003. Nonostante una sostanziale stabilità della domanda, nel 2004 si sono registrate interessanti novità sul lato offerta, sia nella composizione delle fonti di generazione, sia nell'evoluzione del parco impianti per tecnologia e per operatore. La tavola 3.2, pur su dati provvisori, indica un incremento della generazione nazionale del 2,2 per cento, giustificabile con la diminuzione del ricorso alle importazioni che, lo scorso anno, hanno fatto registrare una contrazione di oltre il 10 per cento a seguito di interventi sulla rete di interconnessione da parte del GRTN. L'incremento della produzione nazionale è stato in gran parte soddisfatto da una maggiore generazione di energia idroelettrica i cui volumi di produzione, dopo due anni di siccità, sono ritornati su valori allineati alla media del decennio, da un maggior contributo dell'energia da biomasse e rifiuti, ancorché poco significativo in termini assoluti, e da un forte incremento della generazione eolica. Il contributo di queste ultime fonti è maggiormente evidente se osservato su un periodo più lungo.

Per quanto concerne la generazione termoelettrica, al netto della produzione imputabile a biomasse e rifiuti, si è assistito a una marcata redistribuzione dei contributi per fonti.

Il gas, grazie all'entrata in esercizio di nuovi impianti e al completamento dei lavori di conversione di altri, ha incrementato il proprio contributo percentuale che nel 2004 ha raggiunto il 43,1 per cento della produzione lorda (nel 1997 era pari al 24 per cento). La generazione da carbone è aumentata del 16,5 per cento nel 2004 rispetto al 2003, per effetto di un maggiore impiego dei combustibili solidi in centrali termoelettriche policombustibili. In forte calo, di conseguenza, e come del resto preannunciato da diverso tempo, è stato l'utilizzo di prodotti petroliferi. Il parco impianti nazionale ha prodotto, nel 2004, per la prima volta meno energia elettrica ricorrendo a olio combustibile anziché a carbone. È aumentato il ricorso ad altri combustibili mentre sostanzialmente stabile è stato l'utilizzo degli impianti idroelettrici a pompaggio, stando a significare che i prezzi che si formano sul mercato elettrico a seguito dell'apertura della borsa mantengono un differenziale tra ore di basso e di alto carico sufficiente a permetterne la convenienza economica all'esercizio.

Qualche importante novità è riscontrabile anche nei contributi alla produzione nazionale delle maggiori società di generazione elettrica. Nella figura 3.1, vengono riportate le quote di generazione nel 2004 confrontate con quelle del 2003.

TAV. 3.2 PRODUZIONE LORDA PER FONTE 1997-2004

GWh

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Solidi	20.518	23.311	23.812	26.272	31.730	35.446	38.813	45.209
Gas naturale	60.649	70.213	86.217	97.607	95.906	99.413	117.301	129.340
Prodotti petroliferi ^(A)	113.282	107.237	91.286	85.878	75.009	76.997	65.771	44.885
Altri ^(B)	5.600	5.900	5.900	8.800	14.147	15.789	16.406	19.741
Totale termoelettrico	200.049	206.661	207.215	218.557	216.792	227.645	238.291	239.175
Totale pompaggi	4.965	6.232	6.451	6.688	7.117	7.744	7.603	7.493
Idroelettrico	41.599	41.213	45.358	44.204	46.810	39.519	36.674	41.237
Eolico	118	232	402	563	1.178	1.404	1.458	1.832
Fotovoltaico	6	6	6	6	5	4	5	5
Geotermico	3.905	4.214	4.403	4.705	4.506	4.662	5.341	5.430
Biomassa e rifiuti	820	1.228	1.822	1.906	2.587	3.422	4.493	5.200
Totale rinnovabili	46.448	46.893	51.991	51.384	55.086	49.012	47.971	53.704
Totale	251.462	259.786	265.657	276.629	278.995	284.401	293.865	300.370

(A) Comprende: olio combustibile, orimulsion, distillati leggeri, gasolio, coke di petrolio, bassi prodotti e altri residui della lavorazione del petrolio.

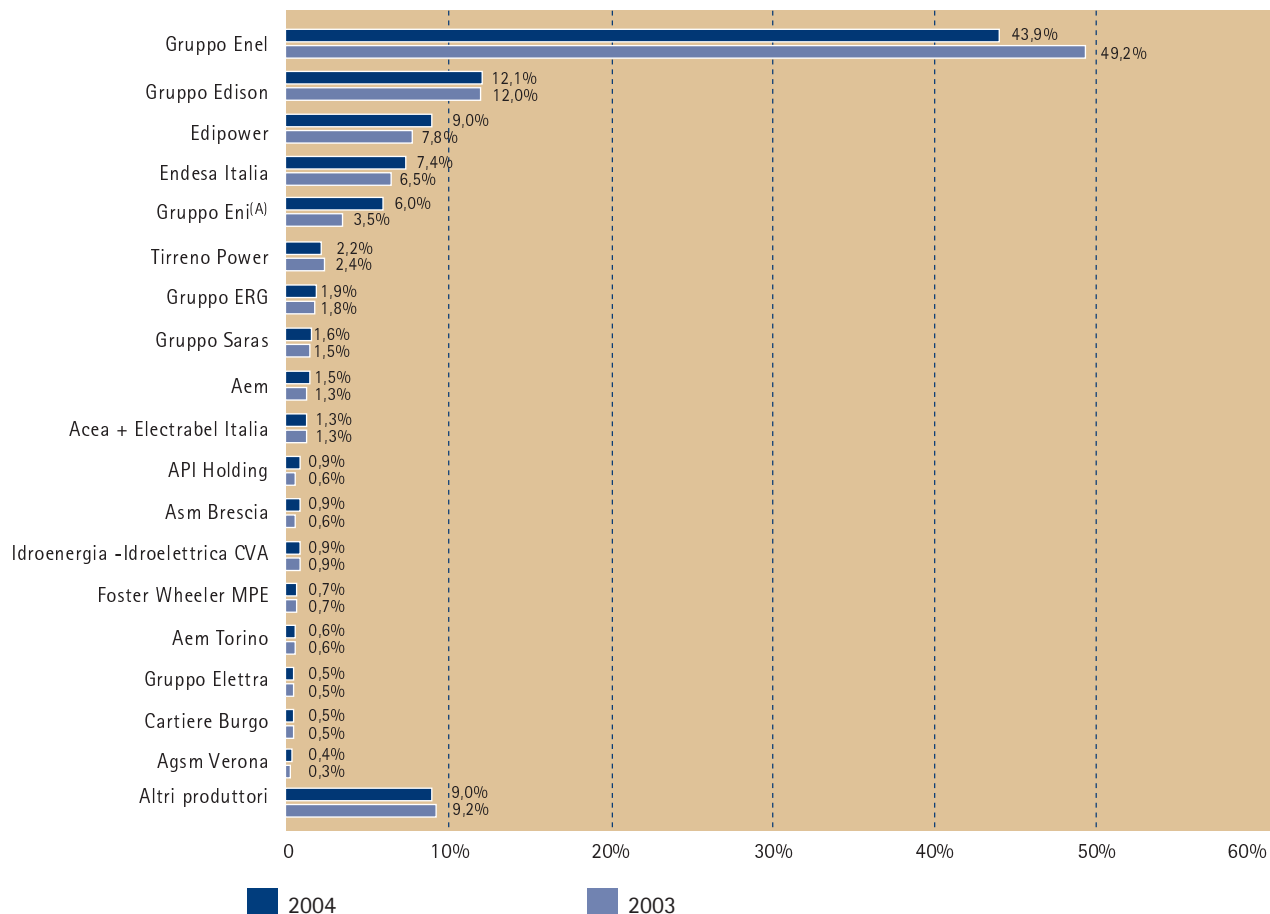
(B) Comprende gas derivati, recuperi di calore ed espansione del gas compresso.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN; per l'anno 2004 stime su dati degli operatori.

Emerge, in maniera abbastanza evidente, una diminuzione della produzione del gruppo Enel (Enel Produzione ed Enel Green Power) a fronte di un generalizzato incremento degli altri principali produttori, in termini sia assoluti, sia percentuali. Le mutate quote di generazione per società, rispetto allo scorso anno, sono da attribuirsi a una serie di fattori tra i quali vale la pena ricordare: il completamento dei lavori di rifacimento e conversione degli impianti nell'ex perimetro Enel, che avevano limitato la generazione nel corso del 2003, la realizzazione di nuovi impianti e il loro posizionamento nell'ordine di merito economico del mercato elettrico, la possibile strategia di prezzo e quantità da parte di Enel, a seguito dell'entrata in operatività della borsa elettrica.

In particolare, per quanto riguarda le società nate dalla dismissione degli impianti Enel, sono da evidenziare gli incrementi alla generazione nazionale di Edipower e di Endesa Italia, il cui parco termoelettrico si sta oramai avviando al completo rinnovamento, mentre per Tirreno Power S.p.A., la cui cessione da Enel è stata finalizzata nel gennaio 2003, si dovrà attendere ancora l'anno prossimo per osservarne il posizionamento in relazione agli altri maggiori operatori nazionali.

FIG. 3.1 **CONTRIBUTO DEI PRINCIPALI OPERATORI ALLA PRODUZIONE NAZIONALE LORDA**
Confronto 2003-2004, dati in percentuale



(A) Esclusa la divisione Exploration & Production

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

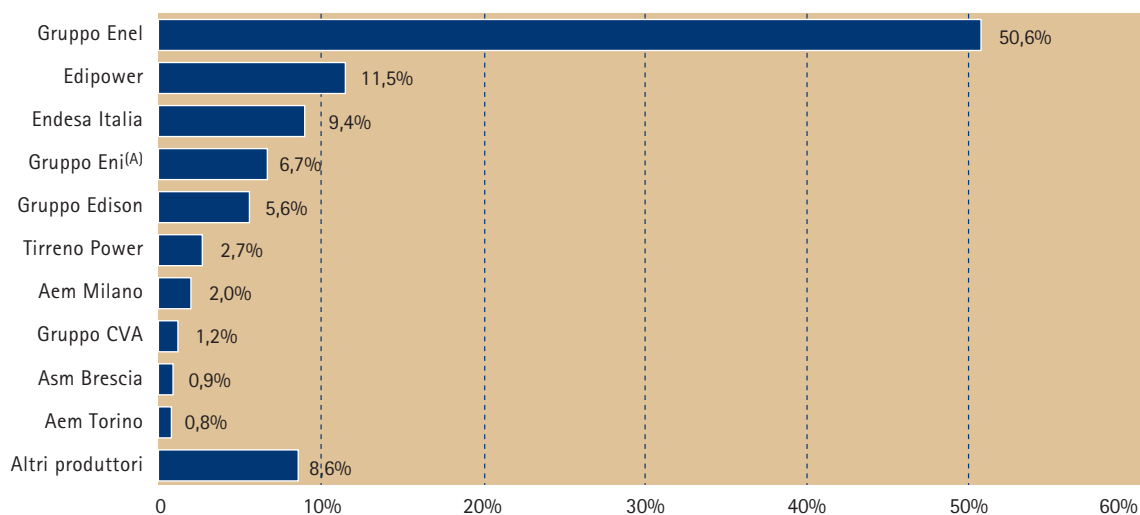
Il gruppo Eni è cresciuto sensibilmente grazie alla realizzazione da parte di Eni Power S.p.A. di nuove centrali elettriche cogenerative. Anche le società municipalizzate hanno incrementato il loro contributo alla generazione nazionale. Sostanzialmente stabile è stato invece l'apporto degli operatori la cui generazione è ceduta, per la maggior parte, tramite convenzioni in CIP6 al GRTN.

La figura 3.2 riporta le quote percentuali dell'energia destinata al consumo per i maggiori operatori nazionali. Il calcolo delle quote è stato effettuato al netto dell'energia ceduta dal GRTN al mercato a seguito dei ritiri obbligati e al netto dell'energia destinata ai pompaggi. Il grafico riporta pertanto il contributo percentuale dell'offerta di energia elettrica ceduta al mercato attraverso contratti bilaterali o tramite la partecipazione alla borsa elettrica nel 2004.

I primi sei gruppi di rilevanza nazionale coprono oltre l'80 per cento della generazione termoelettrica. La tavola 3.3 ne riporta il contributo percentuale nazionale nel dettaglio del combustibile. Le somme per colonna evidenziano come i

FIG. 3.2 **CONTRIBUTO DEI PRINCIPALI OPERATORI ALLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DESTINATA AL CONSUMO**

Dati in percentuale, anno 2004



(A) Esclusa la divisione Exploration & Production

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

TAV. 3.3 **CONTRIBUTO DEI PRIMI OPERATORI NAZIONALI ALLA GENERAZIONE TERMOELETTRICA PER FONTE**

Dati in percentuale, anno 2004

	CARBONE	PRODOTTI PETROLIFERI ^(A)	GAS	ALTRE FONTI ^(B)
Enel	71,4	51,5	32,5	0,0
Edipower	4,4	19,6	10,8	0,0
Endesa Italia	13,6	9,2	7,3	0,0
Eni ^(C)	0,0	8,9	9,1	11,2
Edison	0,0	0,0	21,5	24,2
Tirreno Power	9,6	2,4	0,8	0,0
Totale su stima nazionale	99,1	91,5	81,9	35,4

(A) Comprende: olio combustibile, orimulsion, distillati leggeri, gasolio, coke di petrolio, bassi prodotti e altri residui della lavorazione del petrolio.

(B) Comprende gas derivati, recuperi di calore ed espansione del gas compresso.

(C) Esclusa la divisione Exploration & Production

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

primi sei operatori coprono la quasi totalità della generazione a carbone e la maggior parte della generazione da prodotti petroliferi; la quota di ricorso a gas naturale è pari invece al loro peso nella generazione termoelettrica nazionale mentre l'impiego di altre fonti appare decisamente limitato. La tavola della generazione per fonte rispecchia la struttura del parco impianti che vede i produt-

tori minori e gli autoproduttori maggiormente orientati all'impiego di gas naturale. Infine è possibile notare come l'utilizzo delle cosiddette altre fonti di generazione sia attribuibile in larga parte a numerosi produttori riconducibili a impianti legati ai processi produttivi, spesso accompagnati da convenzioni CIP6 o dedicati all'autoproduzione.

Nel settore delle energie rinnovabili si assiste a una maggiore differenziazione societaria anche se emerge una concentrazione proprietaria per fonte. Il gruppo Enel risulta contribuire alla generazione idroelettrica per oltre il 50 per cento del totale nazionale e detenere la totalità della generazione geotermoelettrica. Nel settore eolico, in forte crescita negli ultimi anni per effetto delle politiche di incentivazione, oltre il 90 per cento della generazione nazionale è concentrato in tre gruppi. Diverso il caso delle biomasse e dei rifiuti il cui utilizzo è maggiormente legato a società di piccole dimensioni o a municipalizzate.

TAV. 3.4 **CONTRIBUTO DEI PRIMI OPERATORI NAZIONALI ALLA GENERAZIONE PER FONTE RINNOVABILE**

Dati in percentuale, anno 2004

	IDRO	GEOTERMO	EOLICO	BIOMASSA
Enel Produzione ed Enel Green Power	51,7	100,0	12,9	0,1
Edison	8,3	0,0	22,3	0,6
Gruppo CVA	6,4	0,0	0,0	0,0
Endesa Italia	5,9	0,0	0,9	1,7
Edipower	5,5	0,0	0,0	0,0
Aem Milano	4,0	0,0	0,0	0,0
Aem Torino	2,0	0,0	0,0	0,0
Tirreno	0,5	0,0	0,0	0,0
Asm Brescia	0,1	0,0	0,0	11,0
Gruppo Api	0,0	0,0	0,0	9,0
Eni	0,0	0,0	0,0	2,0
IVPC	0,0	0,0	57,9	0,0
Totale su stima nazionale	84,4	100,0	94,1	24,4

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

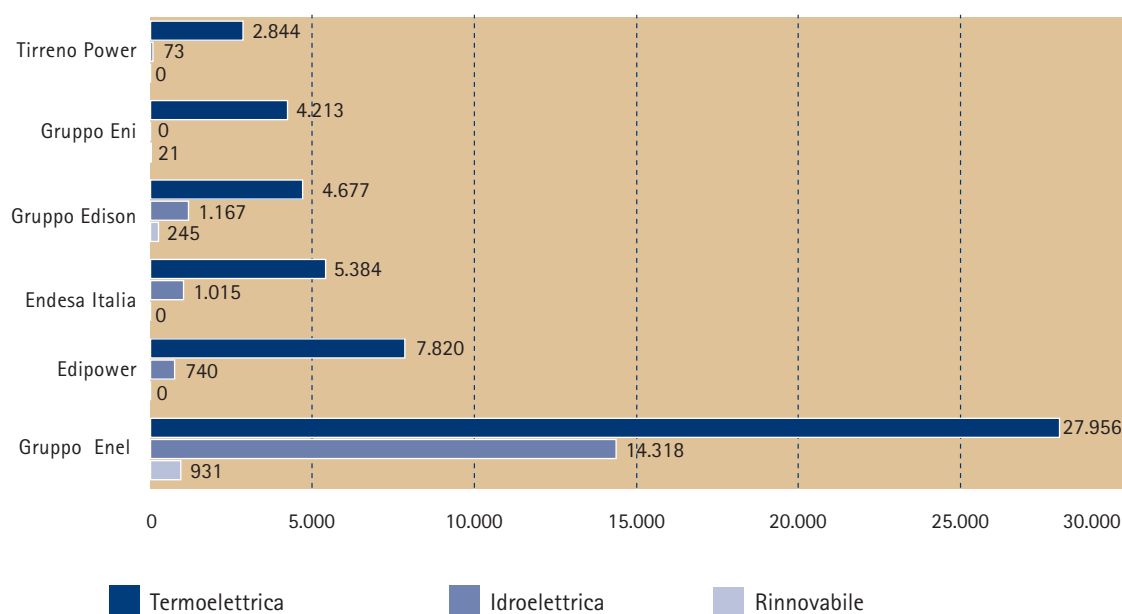
Composizione del parco elettrico

A metà del 2004 la potenza efficiente netta operativa degli impianti di generazione, elencati nel *Registro delle unità di produzione* (RUP) gestito dal GRTN, era pari a circa 70.000 MW, ovvero circa il 90 per cento della capacità installata nel nostro paese. Per gli impianti termoelettrici la potenza operativa censita era pari a 48.631 MW (70 per cento della capacità totale).

Per gli impianti idroelettrici la capacità netta installata era pari a circa 20.000 MW (28,5 per cento della dotazione totale), mentre il parco eolico e geotermico pesava per meno del 2 per cento della potenza complessiva.

FIG. 3.3 **DISPONIBILITÀ DI CAPACITÀ LORDA PER I MAGGIORI GRUPPI**

MW; anno 2004



Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

La figura 3.3 illustra la capacità lorda per i maggiori operatori. Enel conserva ancora nel 2004, a conclusione del processo di dismissione, più del 50 per cento della capacità di generazione nazionale.

Evoluzione del parco elettrico Il 2004 ha confermato la tendenza a una redistribuzione dei consumi nell'arco dell'anno con una concentrazione delle ore di alto carico non più solo nel periodo invernale ma anche, pur in presenza di un'estate con temperature miti, nel periodo estivo. Il luglio del 2004 ha fatto registrare il nuovo record di domanda (53.500 MW) rispetto al dicembre 2003 e nuovamente, nel dicembre 2004, la domanda di energia elettrica in Italia ha raggiunto il suo massimo storico con 53.600 MW. Una maggiore domanda nel periodo estivo rispetto al 2003 non ha tuttavia determinato la necessità di interruzioni del servizio. L'entrata in esercizio di nuovi impianti, la maggiore disponibilità degli impianti termoelettrici e la migliore idraulicità degli impianti idroelettrici hanno permesso di soddisfare la domanda di energia elettrica pur a fronte di una minore capacità di importazione e un più alto carico.

Il Ministero della attività produttive, nel periodo 2002-2004, ha rilasciato autorizzazioni per la realizzazione di nuovi impianti per una capacità complessiva pari a circa 20.000 MW. Il 40 per cento delle nuove autorizzazioni si concentra al Nord dove è già installato il 53 per cento circa della potenza efficiente netta esistente.

TAV. 3.5 LOCALIZZAZIONE DELLE AUTORIZZAZIONI PER NUOVE CENTRALI TERMOELETTRICHE RILASCIATE NEL PERIODO 2002-2004

ZONE	MW	% SU TOTALE
Nord	7.957	40,3%
Centro-Nord	790	4,0%
Centro-Sud	1.580	8,0%
Sud	5.430	27,5%
Calabria	4.000	20,2%
Totale Italia	19.757	100,0%

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive, aggiornamento 21 dicembre 2004.

TAV. 3.6 CRESCITA DELLA CAPACITÀ INSTALLATA NEL BIENNO 2004-2005

MW

ANNO	POTENZA INSTALLATA A FINE ANNO	NUOVI IMPIANTI ENTRATI IN FUNZIONE ENTRO LA FINE DELL'ANNO	INCREMENTO CAPACITÀ PRODUTTIVA PER REPOWERING, RICONVERSIONI, AMBIETALIZZAZIONI	DISMISSIONI	ENTRATE NETTE
2003	78.250				
2004	80.092	1.390	1.058	- 606	1.842
2005	84.993	4.190	1.312	- 601	4.901
2004-2005		5.580	2.370	- 1.207	6.743

Fonte: Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore dell'energia elettrica AEEG, AGCM.

Secondo i dati del GRTN nel biennio 2004-2005 la capacità installata, al netto delle dismissioni, dovrebbe aumentare di poco meno di 7.000 MW.

Nel più ampio periodo 2004-2007 si prevede un incremento della potenza efficiente netta operativa pari a circa 14.800 MW, per oltre il 60 per cento localizzata nella zona nord.

Un terzo dell'aumento di capacità disponibile è ascrivibile a impianti appartenenti all'ex perimetro Enel, ovverosia gli impianti confluiti in Edipower, Endesa Italia e Tirreno Power e gli impianti di Enel Produzione, un altro terzo è relativo agli impianti di EniPower.

L'incremento della capacità installata e, soprattutto, della capacità disponibile dovrebbe tuttavia garantire un adeguato margine di riserva operativa nei prossimi anni anche nell'ipotesi di una crescita della domanda superiore al tasso medio annuo ipotizzato dal GRTN pari al 2,7 per cento.

TAV. 3.7 CRESCITA DELLA POTENZA EFFICIENTE NETTA OPERATIVA NEL PERIODO 2004-2007

MW

ANNO	POTENZA DISPONIBILE A FINE ANNO	NUOVI IMPIANTI ENTRATI IN FUNZIONE ENTRO LA FINE DELL'ANNO	ENTRATE IMPIANTI DOPO REPOWERING, RICONVERSIONI, AMBIENTALIZZAZIONI	USCITE PER DIMISSIONI, REPOWERING, RICONVERSIONI, AMBIENTALIZZAZIONI	ENTRATE NETTE
2003	68.456				
2004	69.520	1.390	2.556	2.882	1.064
2005	73.722	4.921	2.680	3.399	4.202
2006	79.566	2.430	3.700	286	5.844
2007	83.195	1.135	2.724	230	3.629
2004-2007		9.876	11.660	6.797	14.739

Fonte: Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore dell'energia elettrica AEEG, AGCM.

TAV. 3.8 AUMENTO NETTO DELLA POTENZA EFFICIENTE NETTA OPERATIVA PER OPERATORE NEL PERIODO 2004-2007

MW

OPERATORE	POTENZA
SET	380
Aem MI	380
Aem TO	380
Asm BS	380
Atel ACTV	50
Edipower	2.244
Edison	2.640
Electrabel Italia	375
Endesa Italia	1.095
Enel Produzione	443
EniPower	4.430
Energy Molise	750
Tirreno Power	1.191
Totale operatori	14.739

Fonte: Elaborazioni e stime AEEG su dati GRN.

Cogenerazione

La legislazione vigente definisce la cogenerazione come la produzione combinata di energia elettrica e calore che garantisce un significativo risparmio di energia primaria rispetto agli impianti separati (art. 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99).

I benefici previsti per la cogenerazione sono:

- esonero dall'obbligo di acquisto dei certificati verdi previsto per i produttori e gli importatori di energia elettrica con produzioni e importazioni annue da fonti non rinnovabili eccedenti i 100 GWh (art. 11, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99);
- precedenza, nell'ambito del dispacciamento, dell'energia elettrica prodotta da cogenerazione rispetto all'energia elettrica prodotta da fonti convenzionali (art. 11, comma 4, del decreto legislativo n. 79/99).

L'Autorità, con la deliberazione 19 marzo 2002, n. 42, ha definito le condizioni che la produzione combinata di energia elettrica e calore deve soddisfare per poter ottenere i benefici previsti dalla legislazione vigente. Affinché un impianto sia di cogenerazione, deve innanzitutto soddisfare, sulla base dei dati di esercizio a consuntivo dell'anno precedente, le soglie minime dei due indici IRE (Indice di risparmio di energia) e LT (Limite termico).

Poiché la deliberazione n. 42/02 ha avuto effetti a partire dall'1 aprile 2002, il primo anno per il quale si dispone di dati a consuntivo riferiti all'intero anno solare è il 2003.

Con riferimento ai dati di esercizio dell'anno 2003, su una produzione netta di circa 69,5 TWh di energia elettrica da impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore, circa il 53 per cento (36,5 TWh) è stato qualificato come cogenerativo. Di questo il 64 per cento è riferito a impianti in convenzione CIP6.

Tale dato (36,5 TWh) non è tuttavia rappresentativo di tutta la produzione combinata che soddisfa la definizione di cogenerazione: non comprende infatti parte de-

TAV. 3.9 **ENERGIA ELETTRICA QUALIFICATA COME COGENERATIVA AI SENSI DELLA DELIBERA N. 42/02**

GWh

	PRODUZIONE ELETTRICA
Totale energia cogenerata riportata nei dati statistici del GRTN 2003	69.472
Totale energia qualificata come cogenerativa ai sensi della delibera n. 42/02, nel 2003	36.529
Di cui in impianti CIP6	23.541
Differenza tra il totale di energia cogenerata ed energia qualificata come cogenerativa ai sensi della delibera n. 42/02	32.943

Fonte: GRTN.

TAV. 3.10 RITIRI OBBLIGATI DEL GRTN

GWh

	2001	2002	2003	2004 ^(A)
CIP6	47.153	49.751	50.351	52.382
<i>di cui assimilata</i>	<i>38.789</i>	<i>41.177</i>	<i>40.722</i>	<i>42.227</i>
<i>di cui rinnovabile</i>	<i>8.365</i>	<i>8.574</i>	<i>9.629</i>	<i>10.155</i>
Minidro delibera n. 62/02	2.769	2.899	2.395	3.064
Eccedenze delibera n. 108/97	3.603	1.450	1.136	1.218
Totale ritiri	53.525	54.100	53.882	56.664

(A) Preconsuntivi.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN.

TAV. 3.11 DETTAGLIO DEI RITIRI DI ENERGIA DA FONTI ASSIMILATE NEGLI ANNI 2001-2004

GWh

	2001	2002	2003	2004 ^(A)
Combustibili di processo, residui o recuperi di energia	15.902	17.100	16.530	17.773
Combustibili fossili	20.054	18.200	17.433	16.408
Totale impianti nuovi	35.956	35.300	33.963	34.181
Impianti esistenti	2.833	5.877	6.759	8.045
Totale	38.789	41.177	40.722	42.226

(A) Preconsuntivi.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN.

gli autoproduttori o piccoli produttori con produzioni annue minori di 100 GWh, già esonerati dall'obbligo di acquisto dei certificati verdi, e che pertanto non hanno nemmeno presentato domanda al GRTN ai sensi della delibera n. 42/02.

Struttura della produzione incentivata

Il totale della produzione ritirata dal GRTN ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99 per il 2004 è ammontato a 56.664 GWh, pari al 19,8 per cento della produzione nazionale.

I ritiri obbligati, che riguardano quasi interamente energia prodotta in impianti in convenzione CIP6, sono cresciuti del 5,1 per cento rispetto all'anno scorso incrementando, se pur lievemente, il proprio contributo alla generazione nazionale.

TAV. 3.12 **DETTAGLIO DEGLI IMPIANTI RINNOVABILI NUOVI IN CONVENZIONE CIP6 PER GLI ANNI 2001-2004**

GWh

	2001	2002	2003	2004 ^(A)
Impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino e ad acqua fluente > 3 MW	640	1 362	1 450	1.397
Impianti ad acqua fluente < 3 MW	550	486	394	334
Impianti eolici e geotermici	2.880	3.111	3.847	3.415
Impianti fotovoltaici, a biomasse, RSU	2.023	2.735	3.656	4.631
Impianti idroelettrici potenziati	735	203	199	234
Totale impianti nuovi	6.828	7.897	9.546	9.219
Impianti esistenti	1 537	677	83	144
Totale ritiri rinnovabili CIP6	8.365	8.574	9.629	10.155

(A) Preconsuntivi.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN.

Gli incrementi riscontrabili in tutte le voci di bilancio relative ai ritiri da parte del GRTN sono imputabili a diverse motivazioni.

L'aumento più consistente si è avuto nella generazione assimilata, in particolare negli impianti cosiddetti esistenti, ovvero quelli per i quali è scaduto il periodo di incentivazione specifico ma rimane ancora in essere la convenzione di cessione dell'energia elettrica al GRTN.

Gli aumenti del CIP6 rinnovabile sono, al contrario, imputabili a un forte incremento della produzione per la voce impianti a biomasse e a rifiuti, riconducibile all'entrata in esercizio di nuovi impianti; per le altre voci le differenze rispetto ai livelli di generazione dello scorso anno sono dovute allo scadere delle convenzioni e, nello specifico degli impianti idroelettrici, a una diversa idraulicità del periodo. I costi totali del CIP6 sono stimabili, pur su dati non ancora a consuntivo, in 2.271 milioni di euro quale risultato della differenza tra i costi di ritiro e i ricavi derivati dalla vendita dell'energia al mercato libero e all'Acquirente Unico (si veda anche il paragrafo sulle opzioni di approvvigionamento del mercato libero), nonché dei ricavi originati dalla cessione dei certificati verdi ai soggetti a obbligo. La diminuzione dei costi di incentivazione del CIP6, grazie alla vendita dei certificati verdi intestati al GRTN, tuttavia, deve essere valutata nella considerazione del fatto che i produttori e gli importatori di energia termoelettrica ingloberanno nei prezzi di offerta di energia elettrica i costi di acquisto di tali certificati. Al bilancio dei ritiri obbligati si devono aggiungere i costi delle eccedenze e quelli del miniidro.

I forti incrementi dei costi del programma CIP6 nel 2004 rispetto all'anno pre-

TAV. 3.13 COSTI TOTALI DEI RITIRI OBBLIGATI NEL 2004 (2003)

Milioni di euro

	TOTALE REMUNERAZIONE AGLI IMPIANTI	TOTALE RICAVI DA CESSIONE		TOTALE COSTO DA RECUPERARE IN TARIFFA
		ENERGIA	CERTIFICATI VERDI	
Impianti assimilati	3.511,4 (3.281,4)	2.145,1 (2.248,3)		1.366,3 (1.033,1)
Impianti rinnovabili	1.510,9 (1.341,9)	515,9 (531,6)	90,3 (163,6)	904,7 (614,0)
Totale CIP6	5.022,3 (4.623,2)	2.661,0 (2.779,9)	90,3 (163,6)	2.271,0 (1.647,0)
Miniidro	194,7	155,6		39,1
Eccedenze	86,3	61,9		24,4
Totale costi/ricavi	5.303,3	2.878,5	90,3	2.334,5

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati GRTN.

cedente sono riconducibili a una molteplicità di fattori: la maggiore generazione da impianti in convenzione, la rilevante diminuzione del prezzo medio di cessione dell'energia sul mercato, l'aggiornamento annuale delle tariffe CIP6 che prevedono un incremento delle varie componenti, e la diminuzione dei ricavi dalla vendita di certificati. Infatti, nonostante il forte aumento del prezzo di vendita dei certificati verdi del GRTN da 8,51 c€/kWh nel 2003 a 9,73 c€/kWh nel 2004, la loro domanda, ovvero la differenza tra la quota d'obbligo e i volumi di certificati rilasciati a operatori "privati", è diminuita dai 1.973 GWh del 2003 ai 927 GWh del 2004.

L'energia assimilata in CIP6 ha rappresentato nel 2004 il 17,7 per cento della produzione termoelettrica nazionale. Su 42.226 GWh di ritiri da fonti assimilate, 34.181 GWh si riferiscono a impianti "nuovi" che percepiscono una tariffa media di ritiro di 88,17 €/MWh; la quota rimanente, a capo di impianti "esistenti" e dunque non comprensiva della componente incentivante, è stata valorizzata con una tariffa media di 61,85 €/MWh. Tali costi di ritiro devono essere paragonati, come riportato nella tavola 3.14, al prezzo medio di vendita dell'energia CIP6 da parte del GRTN all'Acquirente Unico e al mercato libero pari a 50,80 €/MWh.

Per quanto riguarda le fonti rinnovabili le convenzioni CIP6 ricoprono il 18,9 per cento della generazione rinnovabile. L'incremento dei costi di incentivazione è determinato sia dall'aggiornamento annuale delle tariffe, sia dalla distribuzione per fonte che, per effetto dell'avvicinarsi delle convenzioni, si sta progressivamente spostando a favore degli impianti a biomasse, rifiuti e biogas che percepiscono l'incentivo più elevato.

TAV. 3.14 DETTAGLIO COSTI E QUANTITÀ INCENTIVATE IN CIP6 PER FONTE

	QUANTITÀ (GWh)	REMUNERAZIONE DEGLI IMPIANTI (€/MWh)
Fonti assimilate nuove	34.181,3	88,17
<i>Di cui impianti che utilizzano combustibili di processo, residui o recuperi di energia</i>	17.773,0	100,67
<i>Di cui impianti che utilizzano combustibili fossili</i>	16.408,2	74,64
Fonti assimilate esistenti	8.045,4	61,85
Fonti rinnovabili nuove	10.011,4	149,96
<i>Di cui impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino e ad acqua fluente > 3 MW</i>	1.397,4	125,98
<i>Di cui impianti ad acqua fluente < 3 MW</i>	334,2	100,81
<i>Di cui impianti eolici e geotermici</i>	3.415,0	124,86
<i>Di cui impianti fotovoltaici, a biomasse, RSU</i>	4.630,8	182,29
<i>Di cui impianti idroelettrici potenziati</i>	234,0	90,11
Fonti rinnovabili esistenti	143,9	66,45
Totale impianti CIP6	52.382,0	95,88

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN.

Delibera n. 34/05

La struttura dei ritiri obbligati vede alcune importanti novità nel 2005 per effetto dell'art.13 del decreto 29 dicembre 2003, n. 387 e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239. L'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03, prevede che l'Autorità definisca, facendo riferimento a condizioni economiche di mercato, le modalità di ritiro, da parte del gestore di rete alla quale l'impianto è collegato, dell'energia elettrica prodotta da:

- impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza inferiore a 10 MVA, a eccezione di quella ceduta al GRTN nell'ambito di convenzioni di cessione destinate in essere, fino alla loro scadenza;
- impianti di potenza qualsiasi alimentati dalle fonti rinnovabili eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice e idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente, a eccezione di quella ceduta nell'ambito delle convenzioni di cessione pluriennali già richiamate al precedente alinea, fino alla loro scadenza.

Il comma 41 della legge n. 239/04, oltre a quanto già previsto dal decreto legislativo n. 387/03, dispone che l'Autorità determini, facendo riferimento a condizioni economiche di mercato, le modalità di ritiro, da parte del gestore di rete alla quale l'impianto è collegato, anche dell'energia elettrica prodotta:

- da impianti di potenza inferiore a 10 MVA;
- ai sensi dell'art. 3, comma 12, secondo periodo, del decreto legislativo n. 79/99 (eccedenze fa fonti rinnovabili e assimilate).

L'opzione di ritiro dell'energia elettrica secondo dette modalità è facoltativa rispetto ad altre opzioni di mercato, quali la cessione in borsa o la stipula di un contratto bilaterale, ed è stata prevista dal legislatore per gli impianti di dimensioni minori (< 10 MVA) o non programmabili non in grado di partecipare al mercato. A oggi non è ancora possibile stimare i volumi di energia che si avvarranno di questa possibilità.

La delibera dell'Autorità del 23 febbraio 2005, n. 34, ha definito le modalità e le condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica di cui all'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e al comma 41 della legge n. 239/04.

In particolare per gli impianti rinnovabili e per gli impianti di cogenerazione che soddisfano l'indice di risparmio energetico come definito nella deliberazione n. 42/02, è previsto un riconoscimento pari a quello di cessione dall'Acquirente Unico alle imprese distributrici (si veda il paragrafo dedicato all'approvvigionamento dell'Acquirente Unico), mentre per gli altri impianti di taglia inferiore ai 10 MVA non rinnovabili né cogenerativi e per le eccedenze da impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate nella titolarità di autoproduttori è previsto un prezzo equivalente al parametro Ct, ovvero il costo riconosciuto per i combustibili nella vecchia tariffa amministrata. Per gli impianti non in grado di modulare o programmare la loro produzione, la delibera n. 34/05 ha previsto la possibilità, per i produttori che ne facciano richiesta, di avvalersi di un prezzo di cessione dall'Acquirente Unico alle imprese distributrici medio e non differenziato per fasce orarie.

Infine per i soli impianti rinnovabili di microgenerazione, e al netto delle centrali ibride, di taglia fino a 1 MW è stato previsto un sistema di prezzi minimi garantiti per scaglioni progressivi di produzione, allo scopo di assicurare a tali impianti che permettono lo sviluppo di risorse rinnovabili marginali a fronte di elevate diseconomie di scala, la copertura dei costi di produzione in condizioni di economicità e redditività. Per i primi 500.000 kWh prodotti verrà riconosciuta una remunerazione pari a 95 €/MWh, da 500.000 a un milione di kWh 80 €/MWh, da un milione a due milioni di kWh 70 €/MWh, mentre per la generazione eccedente si applicheranno le stesse modalità di ritiro degli altri impianti rinnovabili. La delibera sostituisce il sistema di remunerazione previsto per gli impianti idroelettrici di piccola taglia, ancora in vigore nel 2004, ma non modifica gli altri regimi di incentivazione che rimangono inalterati.

La delibera n. 34/05 ha anche introdotto una serie di semplificazioni ed esenzioni, soprattutto per gli impianti di microgenerazione e alimentati a fonti rin-

novabili. In particolare:

- per gli impianti di potenza nominale elettrica fino a 1 MW, è prevista l'esenzione dalla stipula del contratto di dispacciamento;
- i produttori che richiedono al gestore di rete il ritiro dell'energia elettrica non sono tenuti alla comunicazione dei programmi di immissione;
- all'energia elettrica di cui all'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e al comma 41 della legge n. 239/04 non si applicano gli oneri di sbilanciamento;
- è prevista l'esenzione dalla applicazione dei corrispettivi per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto (CCT), totale per gli impianti di potenza fino a 1 MW e graduale per quelli alimentati da fonti rinnovabili di potenza superiore a 1 MW e fino a 5 MW.

Struttura delle importazioni

Il saldo estero per il 2004 è ammontato a 45.635 GWh quale differenza tra le importazioni pari a 46.426 GWh e le esportazioni pari a 791 GWh. Rispetto al 2003 il saldo estero è diminuito di oltre il 10 per cento a seguito di una riduzione temporanea della disponibilità delle linee richiesta dal GRTN in attesa della realizzazione di interventi di miglioramento sulle linee di interconnessione. È il secondo anno consecutivo in cui si verifica una riduzione dell'*import* dopo diversi anni di crescita continua.

Le importazioni hanno garantito nel 2004 la copertura del 14,4 per cento del fabbisogno nazionale di energia elettrica contro il 16,1 per cento dell'anno precedente.

Nel marzo 2005, è entrata in funzione la linea di interconnessione San Fiorano-Robbia, che ha determinato un incremento di circa 1.000 MW della potenza disponibile sulla frontiera con la Svizzera. Rimane ancora non pienamente utilizzabile, e limitato a 100 MW, per la mancata ultimazione di infrastrutture in territorio italiano, il cavo di interconnessione con la Grecia ultimato nel 2002.

Nei primi mesi del 2005, sia per effetto dell'entrata in esercizio della nuova linea di interconnessione sia per il completamento dei lavori di miglioramento delle linee, le importazioni sono incrementate di circa il 10 per cento rispetto ai primi mesi del 2004. Tuttavia, come esposto di seguito nel capitolo, la rete di interconnessione non appare ancora ottimizzata nel suo potenziale, anche per effetto delle differenti modalità di allocazione della capacità disponibile esercitate disgiuntamente dai sei gestori di rete che amministrano le importazioni con l'Italia.

Il decreto del Ministero delle attività produttive del 17 dicembre 2004 stabilisce le modalità e le condizioni per la regolazione delle importazioni di energia elettrica nel 2005. Rientrano infatti, ai sensi della legge n. 239/04, concernente il

riordino del settore energetico, nelle funzioni attribuite allo stato, le determinazioni inerenti l'importazione e l'esportazione di energia elettrica.

Il decreto, innanzitutto, conferma l'attribuzione separata da parte dei gestori esteri e del GRTN del 50 per cento ciascuno della capacità disponibile al netto dei contratti pluriennali, pari a 2.000 MW intestati a Enel e destinati all'Acquirente Unico per la fornitura del mercato vincolato.

La diversità dei metodi per la gestione delle congestioni sull'interconnessione con l'Italia adottati dai paesi confinanti, discusse nel paragrafo dedicato alla vendita finale sul mercato libero, non ha infatti consentito l'adozione di procedure congiunte di assegnazione come era avvenuto nel 2003 con il gestore di rete francese. Della quota spettante al GRTN, il decreto identifica:

- un'ulteriore quota non inferiore al 26 per cento da destinare all'Acquirente Unico;
- limitatamente alla frontiera elettrica con la Svizzera una quota pari a 150 MW costante durante tutto l'anno e, per un periodo di sei anni a partire dal 2005, riservata alla società Raetia Energie.

Quindi, in ottemperanza ad accordi internazionali, si impegna a riservare:

- fino a un massimo di 42 MW e 50 MW, rispettivamente alla Repubblica di S. Marino e alla Città del Vaticano, limitatamente alle necessità di uso specifico;
- fino a un massimo di 55 MW per garantire il transito verso la Corsica;
- sino a un massimo di 40 MW a favore di Edison per garantire il reingresso

TAV. 3.15 **RIPARTIZIONE DELLA CAPACITÀ D'IMPORTAZIONE 2005**
(inclusa linea S. Fiorano-Robbia)

MW

	FRANCIA	SVIZZERA	AUSTRIA	SLOVENIA	GRECIA	TOTALE
Contratti pluriennali destinati al mercato vincolato	1.400	600				2.000
Capacità assegnata ai gestori esteri	598	1.550	110	215	50	2.523
Transito per la Corsica	55					55
Assegnata a San Marino, Città del Vaticano, società Raetia Energie	94	190				284
Totale capacità disponibile al GRTN	503	1.510	110	215	50	2.388
<i>di cui assegnata al mercato vincolato (26%)</i>						621
<i>di cui assegnata al mercato libero (74%)</i>						1.767
Capacità complessiva	2.650	3.850	220	430	100	7.250

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Ministero delle attività produttive, decreto 17 dicembre 2004, GRTN.

in territorio italiano dell'energia elettrica prodotta presso il bacino idroelettrico di Interferrera.

La tavola 3.15 riassume le disponibilità della capacità di interconnessione per l'anno 2005.

Diversamente dagli scorsi anni in cui all'identificazione della capacità disponibile venivano assegnati con un criterio pro-quota i diritti di transito dell'energia sulle linee di interconnessione, quest'anno, anche in ottemperanza del regolamento 1228/2003/CE, l'assegnazione delle quote deve avvenire con un criterio competitivo.

Nei paragrafi successivi verranno indicate le modalità di accesso agli approvvigionamenti oltre frontiera.

MERCATO ALL'INGROSSO

Borsa elettrica

Negoziazioni di energia elettrica

Il decreto legislativo n. 79/99 prevede che gli operatori possano esercitare le attività di acquisto e di vendita di energia elettrica all'ingrosso tramite contratti conclusi:

- nel sistema delle offerte di cui all'art. 5, comma 1, del medesimo decreto legislativo n. 79/99, organizzato dal GME;
- al di fuori del sistema delle offerte, ai sensi dell'art. 6 del medesimo decreto legislativo n. 79/99 (come modificato dalla legge n. 290/03, che ha abrogato la previa autorizzazione di questa tipologia di contratti da parte dell'Autorità).

L'organizzazione degli scambi all'ingrosso di energia elettrica in Italia è quindi basata sulla contestuale presenza di un mercato regolamentato ad accesso facoltativo, in cui gli operatori negoziano contratti standard con il GME quale controparte centrale (contratti di compravendita conclusi nel sistema delle offerte) e di mercati OTC (*Over The Counter*), in cui gli operatori negoziano fra loro contratti bilaterali non standardizzati (contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte). In tale situazione, la scelta della modalità di approvvigionamento è affidata alla libera valutazione dei singoli operatori, che la effettuano sulla base delle convenienze relative.

La compravendita di energia elettrica sui suddetti mercati deve intendersi "a

termine”, nel senso che si riferisce a energia elettrica da consegnare (ricevere) in un momento successivo a quello della negoziazione.

Poiché la programmazione degli impegni di immissione/prelievo di energia elettrica in esecuzione di contratti di compravendita è un elemento fondamentale per consentire che possa essere garantita la sicurezza del sistema, i programmi stessi, sia che siano in esecuzione di contratti di compravendita conclusi nel sistema delle offerte, sia che siano in esecuzione di contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte, devono essere comunicati al GRTN ai fini del dispacciamento, previa registrazione dei predetti contratti di compravendita presso il medesimo GRTN. Il mancato rispetto di detti programmi dà luogo alla applicazione dei relativi corrispettivi di sbilanciamento e all'azione di coordinamento da parte del medesimo GRTN.

Il mercato regolamentato ad accesso facoltativo si articola in due sotto mercati: un mercato del giorno prima (MGP) e un mercato di aggiustamento (MA), collocato temporalmente subito dopo il MGP.

Mercato del giorno prima

Il MGP è la sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascuna ora del giorno successivo a quello di negoziazione. Tale mercato è gestito dal GME, che è controparte centrale degli operatori di mercato nella compravendita di energia elettrica.

Possono chiedere l'ammissione al MGP tutti i soggetti in possesso dei requisiti di capacità e di onorabilità indicati nella Disciplina del mercato elettrico. Gli operatori ammessi possono presentare offerte di acquisto o di vendita solo con riferimento ai punti di dispacciamento di cui sono responsabili nell'ambito del contratto per il servizio di dispacciamento, cioè per i quali hanno la qualifica di utente del dispacciamento. Nel caso non sia utente del dispacciamento, l'operatore può acquisire il titolo a presentare offerte con riferimento a un dato punto attraverso la presentazione di una delega, resa dall'utente del dispacciamento del medesimo punto, attestante che l'operatore richiedente ha titolo a presentare offerte.

Nell'anno 2004, transitoriamente, la partecipazione al MGP è stata limitata. Per il primo anno di avvio del mercato si è infatti consentita solo la presentazione di offerte di vendita con riferimento a punti di dispacciamento per unità di produzione con una capacità produttiva superiore a 10 MVA. Non è stata quindi consentita la partecipazione diretta da parte della domanda, la cui determinazione aggregata sul mercato è stata definita dal GRTN, e nemmeno da parte di punti di dispacciamento corrispondenti a impianti di piccole dimensioni (unità di produzione con capacità inferiore a 10 MVA).

Dall'1 gennaio 2005, invece, la domanda partecipa direttamente alle negoziazioni sul MGP con 40 soggetti attivi. Per il 2005, inoltre, coerentemente con

quanto previsto dal regolamento 1228/2003/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003, in particolare agli artt. 5 e 6, è stato previsto che l'assegnazione della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione per l'esecuzione di scambi transfrontalieri di energia elettrica, per la quota della capacità di trasporto pertinente l'Italia, sia effettuata mediante il MGP. Ciò implica che la gestione delle congestioni sulle interconnessioni avvenga in modo del tutto analogo a quanto previsto per le congestioni sulla capacità di trasporto tra le diverse zone del mercato. I diritti di utilizzo della capacità di interconnessione sono dunque allocati attraverso un metodo di asta implicita sulla base delle offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica presentate nel MGP.

Il MGP è organizzato come un'asta non discriminatoria in cui a tutti gli operatori di mercato cedenti viene riconosciuto il prezzo marginale di sistema. Il meccanismo d'asta non discriminatoria prevede che il GME riceva le offerte di acquisto e di vendita, costruisca una curva di offerta aggregata e una curva di domanda aggregata ordinando le offerte di vendita e di acquisto in base al merito economico, e individui il prezzo e la quantità di equilibrio del mercato nel punto di incontro tra tali curve.

L'algoritmo per la risoluzione del mercato tiene conto dei limiti massimi di transito sulle zone. Conseguentemente, se i flussi di rete derivanti dai programmi non violano alcun limite di transito, il prezzo di equilibrio che si forma sul mercato è unico mentre se almeno un limite risulta violato, il mercato si separa in zone e, per ciascuna zona, viene costruita una curva di offerta aggregata e una curva di domanda aggregata e, conseguentemente, un prezzo di equilibrio zonale.

Nel MGP il prezzo zonale è il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato riferite alla zona in cui avviene la corrispondente immissione dell'energia elettrica in rete. Le offerte di acquisto accettate nel mercato sono invece valorizzate, indipendentemente dalla zona in cui avvengono i prelievi, al Prezzo unico nazionale (PUN) determinato come media dei prezzi zonali, ponderata sulla base dei consumi zonali. Ai fini della determinazione dell'esito del mercato, le offerte di vendita e di acquisto comprendono anche l'energia elettrica oggetto di contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte. Il motivo della loro inclusione è che tale energia concorre a impegnare una quota di capacità di trasmissione disponibile sui transiti e contribuisce a determinare i consumi in base ai quali è effettuata la ponderazione del PUN.

Relativamente alle transazioni concluse attraverso contratti bilaterali, gli operatori di mercato sono inoltre tenuti a versare (o a ricevere) al (dal) GRTN un corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto. L'ammontare unitario di tale corrispettivo è pari alla differenza tra la valorizzazione dell'energia elettrica oggetto dei programmi di prelievo (PUN) e la valorizzazione dell'energia elettrica oggetto dei programmi di immissione (prezzo

zonale della zona di immissione). La corresponsione del CCT è prevista al fine di non creare arbitraggi tra la contrattazione bilaterale e la partecipazione al MGP (in cui il corrispettivo per l'utilizzo della capacità di trasporto è implicitamente compreso nel prezzo zonale ricevuto dalle offerte accettate sul mercato). Per effetto di questo corrispettivo, il ricavo netto da cessione di energia introitato dal produttore che avesse venduto energia elettrica attraverso un contratto bilaterale a un prezzo pari al PUN è, in ciascuna ora, pari al prezzo zonale registrato nel MGP nelle zone in cui il produttore immette l'energia elettrica destinata a onorare il contratto bilaterale. Diversamente i produttori delle zone con prezzo sistematicamente inferiore al PUN sarebbero incentivati a sottoscrivere contratti bilaterali, spartendosi la rendita dovuta al differenziale di prezzo tra il PUN e il prezzo zonale con il consumatore controparte del contratto. L'effetto di tale incentivo sarebbe quello di mantenere sul mercato organizzato le sole transazioni delle zone ad alto costo con effetti negativi sulla valorizzazione dell'energia, in quanto ciò determinerebbe un incremento del PUN che si rifletterebbe anche sul valore dell'energia in tutte le negoziazioni bilaterali (anche quelle realizzate nella zona a basso costo in virtù della descritta opportunità di arbitraggio).

Mercato di aggiustamento

Il MA è la sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita per l'aggiustamento dei programmi di immissione e di prelievo risultanti dopo la chiusura del MGP. Tale mercato è gestito dal GME che è controparte centrale degli operatori di mercato nella compravendita di energia elettrica.

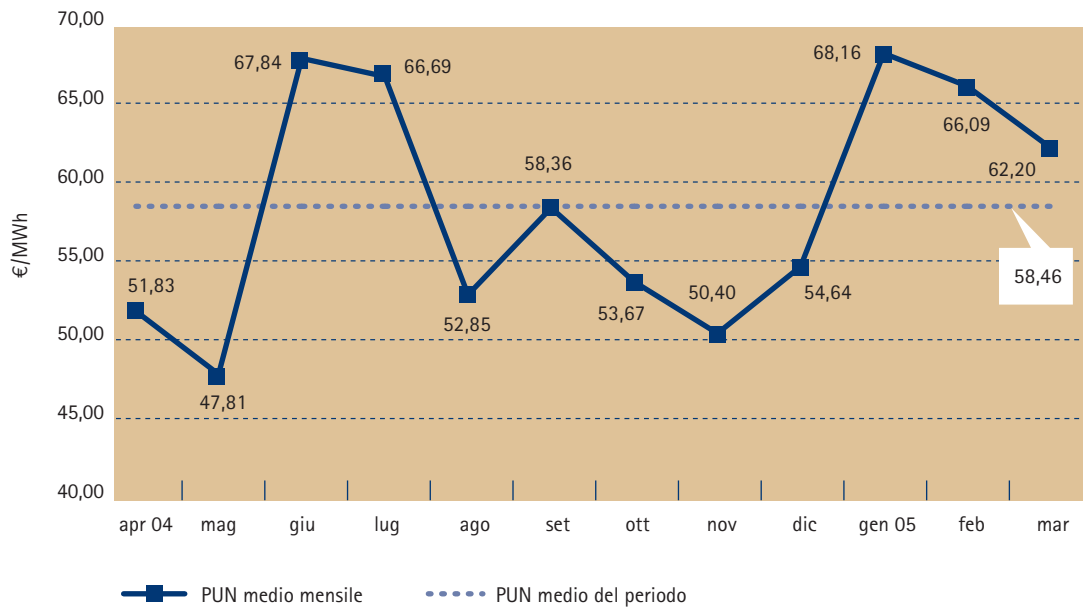
Possono partecipare al MA tutti i soggetti che hanno registrato contratti di compravendita di energia elettrica presso il GRTN e che hanno acquisito il titolo di operatore presso il GME.

Così come il MGP, anche il MA è organizzato come un'asta non discriminatoria con possibile separazione del mercato in zone qualora almeno un limite risulti violato. Il processo di accettazione delle offerte nel MA è analogo a quello del MGP. Sul MA, tuttavia, la valorizzazione delle offerte sia di vendita sia di acquisto avviene al prezzo di equilibrio zonale. In tale contesto le unità di consumo potrebbero fare arbitraggio fra il PUN applicato sul MGP e il prezzo zonale applicato sul MA. Al fine di evitare tali arbitraggi, che distorcerebbero il funzionamento del sistema, è previsto per le unità di consumo un corrispettivo di non arbitraggio che renda non profittevole tale comportamento.

Risultati sui mercati dell'energia

L'andamento dei prezzi di mercato nel primo anno di funzionamento del sistema delle offerte (aprile 2004 – marzo 2005) sembra testimoniare che le criticità strutturali individuate nell'Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore elettrico (si veda il paragrafo "Vigilanza del mercato elettrico") si sono effettivamente tradotte in prezzi di mercato elevati.

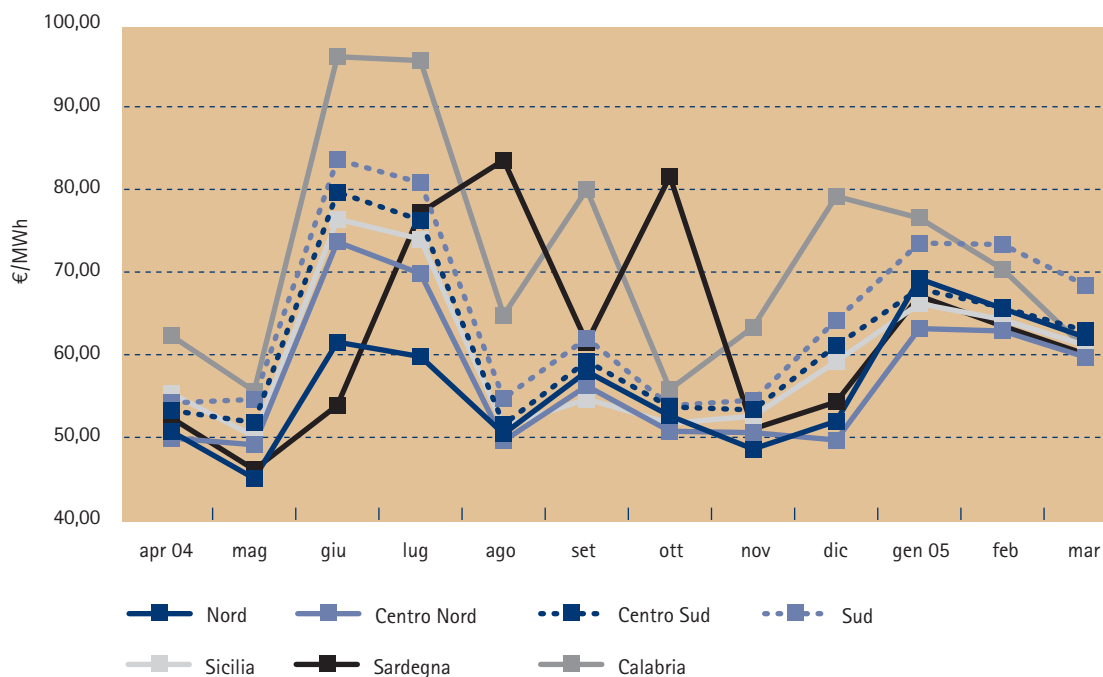
FIG. 3.4 ANDAMENTO DEL PREZZO UNICO NAZIONALE



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

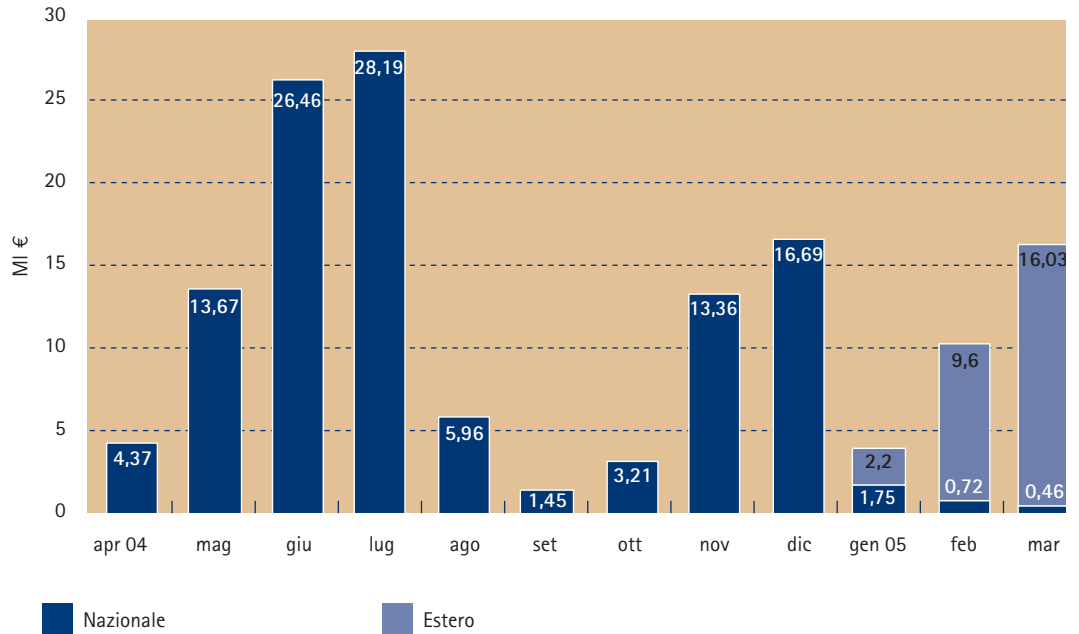
Nei primi dodici mesi di funzionamento dei mercati dell'energia il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica sul MGP (PUN, pari alla media dei prezzi zonal ponderata per il fabbisogno) è stato di 58,46 €/MWh. Questa media sottende un andamento irregolare con un massimo di 68,16 €/MWh relativo al mese di gennaio e un minimo di 47,81 €/MWh relativo al mese di maggio.

FIG. 3.5 ANDAMENTO DEI PREZZI DI VENDITA ZONALI



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

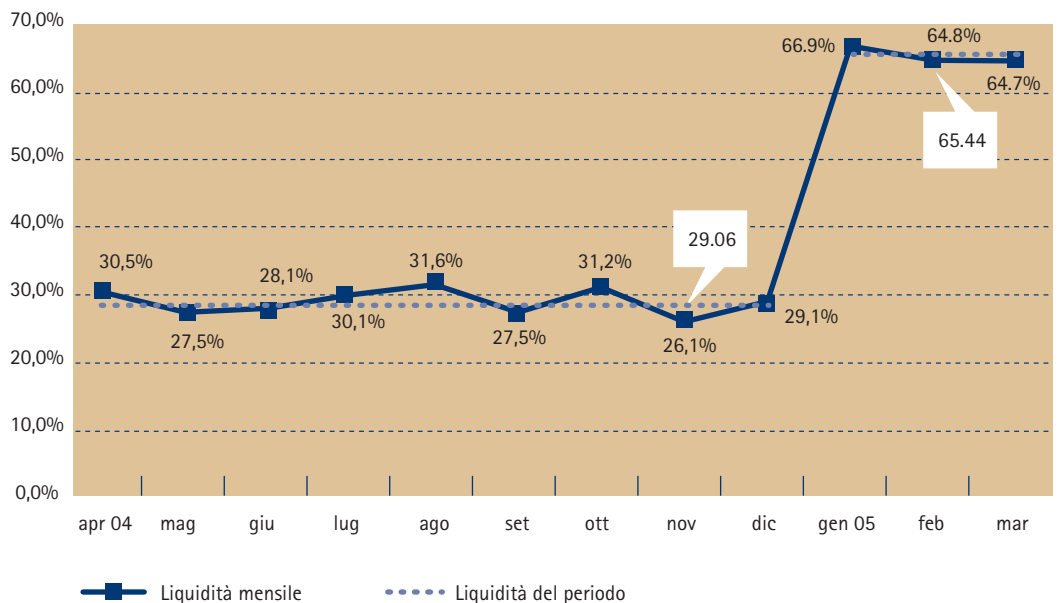
FIG. 3.6 RENDITA DA CONGESTIONE



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Nel medesimo periodo si è osservata una notevole volatilità dei prezzi zonalì nonché dei corrispettivi di utilizzo della capacità di trasporto. Osservando la dinamica dei prezzi zonalì si evidenzia un forte incremento del CCT nei mesi di giugno e luglio e una sua progressiva riduzione sin quasi all'azzeramento nei primi mesi del 2005.

FIG. 3.7 LIQUIDITÀ DEL MERCATO DEL GIORNO PRIMA

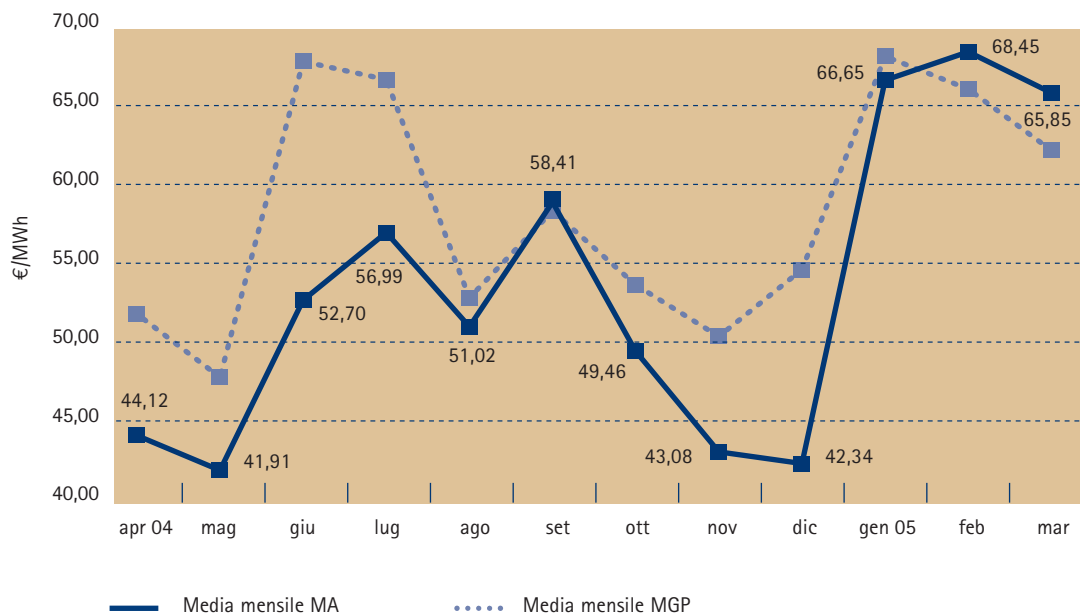


Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Relativamente ai volumi scambiati in borsa la liquidità media del 2004 è stata pari al 29,06 per cento, valore che è salito al 65,44 per cento nei primi tre mesi del 2005 per effetto dell'incremento dei contratti finanziari relativi agli acquisti dell'Acquirente Unico e alle modalità di assegnazione dell'energia CIP6. Tali modalità di approvvigionamento hanno l'effetto di incrementare le quantità scambiate su MGP anche se i soggetti venditori e acquirenti, per i volumi interessati dai contratti finanziari sottoscritti, non sono di fatto soggetti alla volatilità di prezzo registrata sul mercato.

Per quanto riguarda il MA, si evidenzia come l'andamento dei prezzi su questo registrati mostri una scarsa correlazione con le quantità scambiate e con i corrispondenti prezzi sul MGP, il che dimostrerebbe come la natura delle transazioni sia dettata da necessità contingenti più che da considerazioni di costo/opportunità, come del resto è nella natura dei mercati di aggiustamento.

FIG. 3.8 ANDAMENTO DEI PREZZI SUL MERCATO DI AGGIUSTAMENTO



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Negoziazioni delle risorse per il servizio di dispacciamento

Il decreto legislativo n. 79/99 ha individuato nel GRTN il soggetto responsabile della sicurezza del sistema elettrico, nonché dell'esercizio delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, e ha assegnato all'Autorità il compito di determinare le condizioni atte a garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni, l'imparzialità e la neutralità dei servizi di trasmissione e di dispacciamento.

Il decreto legislativo n. 79/99 ha inoltre stabilito, che, ove possibile, il GRTN,

nella sua qualità di garante della sicurezza del sistema, si approvvigiona delle risorse necessarie al dispacciamento dell'energia elettrica in un apposito mercato regolamentato sulla base delle condizioni definite dall'Autorità. Conseguentemente, l'Autorità ha fissato le condizioni del dispacciamento di merito economico dell'energia elettrica, per l'anno 2004, con la deliberazione 27 marzo 2004, n. 48 e, per l'anno 2005, con la deliberazione 30 dicembre 2003, n. 168, come modificata dalla deliberazione 24 dicembre 2004, n. 237.

Il mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) consente la realizzazione, in sicurezza, dell'equilibrio "fisico" tra energia offerta e domandata, facendo fronte agli sbilanciamenti tra i flussi programmati e quelli reali, e quindi determinando la valorizzazione dell'energia elettrica in tempo reale.

Il GRTN compra e vende energia elettrica nel MSD al fine di garantire l'equilibrio fra immissioni e prelievi di energia nella rete. Tale esigenza di riequilibrio del sistema può originare da due possibili cause:

- assicurare la compatibilità dei prelievi e delle immissioni con i reali vincoli del sistema, come per esempio in caso di congestioni intrazonali;
- bilanciare gli scostamenti nel comportamento degli operatori rispetto ai programmi di prelievo o di immissione comunicati in esecuzione dei contratti di compravendita conclusi sul MGP, sul MA o al di fuori del sistema delle offerte.

Gli sbilanciamenti degli utenti del dispacciamento possono essere connotati come vere e proprie transazioni di acquisto (vendita) di energia elettrica dal (al) GRTN. Pertanto, gli operatori che intendano dare esecuzione fisica a un contratto di compravendita di energia elettrica devono concludere con il GRTN, direttamente o tramite terzi (il grossista che li rifornisce di energia), un contratto per la fornitura del cosiddetto "servizio di dispacciamento".

Mercato per il servizio di dispacciamento

Il MSD è l'unico mercato che funziona lungo un orizzonte temporale prossimo al tempo reale (*spot*).

Vi partecipano gli utenti del dispacciamento titolari delle unità di produzione o di consumo abilitate alla fornitura delle risorse negoziate nel mercato stesso. L'abilitazione delle predette unità prevede in ogni caso che queste siano:

- di taglia superiore a una soglia prefissata;
- in grado di controllare le proprie immissioni o prelievi;
- integrate nel sistema di controllo del GRTN.

Le offerte presentate nel MSD esprimono la disponibilità a variare le immissioni o i prelievi rispetto a quanto definito nel programma preliminare risultante dai

mercati precedenti. Tali offerte si distinguono in offerte a salire e offerte a scendere. Le prime esprimono la disponibilità delle unità di produzione o di consumo abilitate rispettivamente ad aumentare l'immissione o diminuire il prelievo. Le seconde esprimono la disponibilità delle unità di produzione o di consumo rispettivamente a diminuire l'immissione o aumentare il prelievo.

Essendo tali offerte accettate tenendo conto dei parametri tecnici delle unità di produzione o di consumo, che possono essere modificati in qualsiasi momento dagli utenti del dispacciamento, esse esprimono, di fatto, risorse differenti. La disponibilità di una unità a variare la propria produzione, entro una banda di potenza predefinita ai fini della regolazione secondaria, con tempi di risposta dell'ordine di pochi secondi, è infatti materialmente differente dalla disponibilità di un'altra unità di produzione a variare la propria produzione, entro una banda di potenza predefinita ai fini della regolazione terziaria, con un tempo di risposta dell'ordine di un'ora.

Le offerte sono presentate dagli utenti del dispacciamento entro una certa ora del giorno prima. La controparte degli utenti del dispacciamento è il GRTN che si pone come unico acquirente/venditore rispetto alle offerte presentate dagli stessi.

Il processo di accettazione delle offerte si svolge in due tempi:

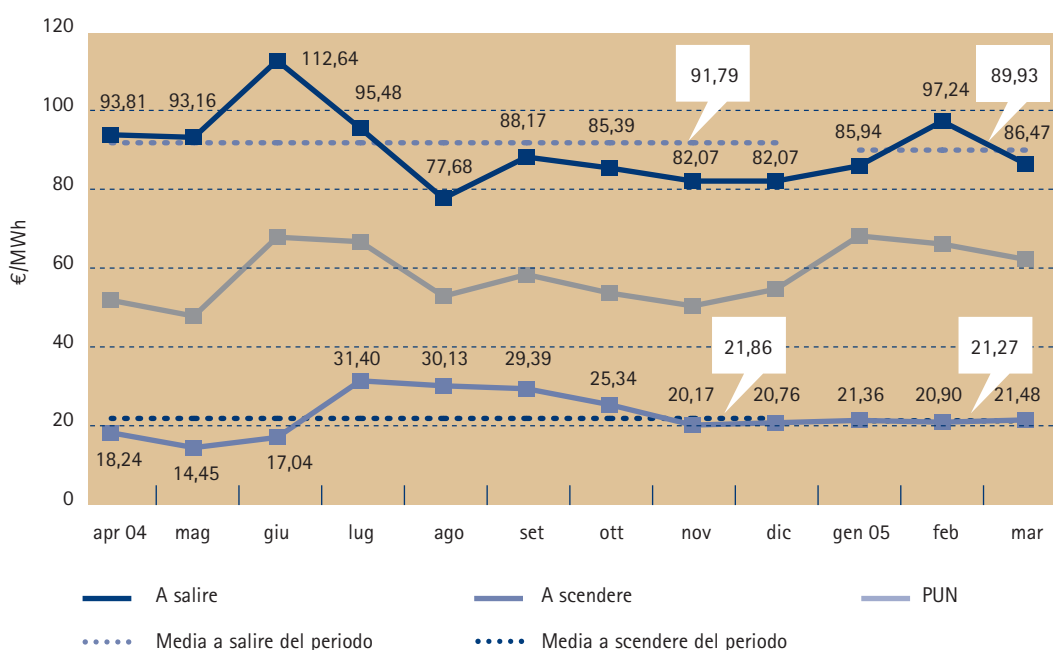
- a programma, il giorno prima, quando le offerte sono accettate per modificare i programmi di immissione e prelievo determinati in esito ai mercati dell'energia (MGP e MA), onde risolvere eventuali congestioni residue non risolte su tali mercati, costituire i margini di riserva necessari alla sicurezza del sistema e bilanciare il sistema a programma;
- in tempo reale, quando le offerte sono accettate per bilanciare il sistema in tempo reale (cioè nel giorno stesso degli scambi fisici).

Diversamente da quanto ha luogo su MGP e MA le offerte non sono remunerate al prezzo di equilibrio, ma al prezzo della singola offerta (asta discriminatoria o *pay as bid*). L'adozione di una remunerazione al prezzo di equilibrio (asta non discriminatoria o *uniform price*) renderebbe necessaria l'iterazione a una frequenza assai elevata del meccanismo di equilibrio di domanda e offerta di energia elettrica in tempo reale basato sul prezzo marginale. Ciò comporterebbe significativi costi amministrativi, senza alcun evidente guadagno di efficienza, nella misura in cui, su orizzonti temporali ristretti come quelli rilevanti per i servizi di regolazione, le caratteristiche dinamiche degli impianti possono costituire le determinanti principali nella selezione delle unità.

Per quanto riguarda i risultati registrati su MSD nel primo anno di funzionamento del sistema delle offerte (aprile 2004 – marzo 2005), essi evidenziano la

natura differente di questo mercato rispetto ai mercati dell'energia (MGP e MA). I prezzi medi delle offerte a salire e a scendere si presentano infatti relativamente più stabili e scarsamente correlati ai prezzi registrati sul MGP. I prezzi medi di vendita degli operatori risultano inoltre sensibilmente più elevati rispetto alla valorizzazione dell'energia sul MGP, mentre i prezzi di acquisto risultano inferiori, come riflesso della diversa struttura di questo mercato e della differente natura delle risorse in esso contrattate.

FIG. 3.9 PREZZO MEDIO SUL MERCATO PER IL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO EX ANTE



Fonte: GME.

Contratti al di fuori del sistema delle offerte

I contratti conclusi al di fuori del sistema delle offerte relativi all'anno 2004 coinvolgono sia il mercato libero sia quello vincolato, come riscontrabile dal portafoglio di approvvigionamento dell'Acquirente Unico, descritto nel paragrafo a esso dedicato.

Relativamente a questa tipologia di scambi si possono considerare due diversi livelli di contrattazione. Il primo riguarda i contratti attraverso i quali i soggetti che dispongono di fonti di produzione (società di produzione nazionali ed estere, *toller*/mandatari di società di produzione, GRTN) cedono energia ad altri soggetti (tipicamente grossisti o consumatori finali). A questo livello la somma dei volumi di vendita, contrattati con diverse forme, corrispondono alla genera-

zione destinata al consumo nazionale al netto dei quantitativi autoconsumati. Agli scambi effettuati in borsa si aggiungono quindi quelli relativi alle importazioni (si veda il paragrafo dedicato alle opzioni di approvvigionamento del mercato libero), alle assegnazioni di energia CIP6, all'energia scambiata sullo STOVE precedentemente alla partenza del sistema delle offerte e alla contrattazione bilaterale fisica tra soggetti che dispongono dell'energia degli impianti di produzione nazionali con altri soggetti del mercato libero e con l'Acquirente Unico, come riportato nella tavola 3.16. Tutte le forme di approvvigionamento sopra indicate riguardano i contratti che prevedono la consegna fisica del bene in oggetto, escludendo quindi l'attività di contrattazione di tipo puramente finanziario trattata sia nei paragrafi sugli strumenti predisposti dall'Autorità per la copertura del rischio temporale e spaziale sopportato dagli operatori, sia nel paragrafo dedicato alle modalità di approvvigionamento dell'Acquirente Unico.

TAV. 3.16 **STRUTTURA DELL'APPROVVIGIONAMENTO DI ENERGIA ELETTRICA PER L'ANNO 2004**

	GWh
Fabbisogno (inclusi pompaggi)	332.282
Autoconsumi	19.500
Borsa elettrica	67.285
Importazioni nette	45.635
CIP6 e altri ritiri obbligati GRTN	56.664
STOVE	50.353
Bilaterali fisici	92.845

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati GRTN, GME e dichiarazioni degli operatori.

Il secondo livello della contrattazione al di fuori del sistema delle offerte si colloca a valle di quello descritto sopra e coinvolge tutta l'attività di *trading* effettuata tra operatori grossisti e tra questi e i clienti finali del mercato libero. La struttura degli approvvigionamenti e quella della vendita dei principali operatori grossisti sono riportate rispettivamente nelle tavole 3.17 e 3.18.

Remunerazione della capacità produttiva

L'introduzione di un regime di remunerazione della capacità produttiva è espressamente previsto dal decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, con lo scopo di incentivare gli investimenti di lungo periodo necessari a garantire l'adeguatezza della capacità produttiva rispetto al fabbisogno di energia elettrica.

TAV. 3.17 STRUTTURA DELL'APPROVVIGIONAMENTO DI ENERGIA ELETTRICA DEI PRINCIPALI GROSSISTI PER L'ANNO 2004

GWh

SOGGETTO	CIP6	BORSA ELETTRICA	TOLLING - MANDATO	ACQUISTI DA GROSSISTI	ACQUISTI DA PRODUTTORI NAZIONALI	IMPORTAZIONI	TOTALE
Enel Trade	2.572	1.419	-	980	21.645	884	27.498
Edison Trading	-	-	-	696	15.244	443	16.383
Edison Energia	1.580	-	-	13.853	-	213	15.646
EGL Italia	3.806	84	-	5.904	1.639	1.785	13.218
Endesa Italia Power & Fuel	611	-	-	527	10.625	371	12.134
AEM Trading	334	227	9.447	0	22	166	10.196
EniPower Trading	1.502	81	-	103	7.157	1.097	9.940
ATEL Energia	894	603	5.437	1.402	53	338	8.727
Enel Energia	-	20	-	8.112	-	-	8.132
Energia	2.099	414	-	140	2.592	2.150	7.395
SIET	1.061	558	2.506	387	1.332	404	6.248
NET	356	75	-	210	2.505	2.862	6.007
EDF Energia Italia	722	116	-	4.590	336	72	5.836
Eneco Trade	874	-	-	174	2.152	1.323	4.523
Dalmine Energie	947	-	-	1.581	634	490	3.652
Energia e Territorio	986	340	-	626	1.336	294	3.582
AceaElectrabel Trading	479	98	778	269	1.580	193	3.396
Ergon Energia	-	-	-	3.043	-	-	3.043
Modula Servizi ed Energia per le Imprese	-	331	-	2.124	-	269	2.724
Azienda Energetica Trading	628	62	-	1.235	292	297	2.514
Energetic Source	645	85	-	1.132	70	623	2.555
Telenergia	494	15	-	1.622	-	215	2.347
TGE	-	-	-	1.881	-	321	2.201
AceaElectrabel Energia	46	-	-	2.144	-	42	2.232
Hera Comm	448	523	-	523	397	306	2.197
Dynameeting	619	109	-	892	63	454	2.138
AEM Energia	4	-	-	1.954	-	-	1.958
Esperia	312	385	-	895	18	213	1.823
Electra Italia	690	-	-	440	169	594	1.893
ICD - Inter Commercial Dialogue	-	-	-	-	-	1.736	1.736
MPE Merloni Progetto Energia	288	-	-	167	1.244	-	1.699
TecnoEnergia	28	336	-	1.305	2	96	1.766
Assoenergia	815	34	-	491	1	310	1.650
ASSM Alpengenie	-	-	-	-	-	1.601	1.601
Centomilacandele	389	216	-	829	-	208	1.642
Multiutility	246	16	-	1.303	-	-	1.564
C.V.A. Trading	936	-	-	18	107	420	1.480

continua



TAV. 3.17 **STRUTTURA DELL'APPROVVIGIONAMENTO DI ENERGIA ELETTRICA DEI PRINCIPALI GROSSISTI PER L'ANNO 2004**

SEGUE

GWh

SOGGETTO	CIP6	BORSA ELETTRICA	TOLLING - MANDATO	ACQUISTI DA GROSSISTI	ACQUISTI DA PRODUTTORI NAZIONALI	IMPORTAZIONI	TOTALE
Espansione Soluzioni per l'energia	-	-	-	1.389	-	-	1.389
ERG Power & Gas	-	-	986	407	-	-	1.392
ASM Energy	501	0	-	505	331	71	1.408
ASM Energia e Ambiente	-	3	-	430	911	86	1.430
E.ON Sales & Trading	-	-	-	1.119	229	-	1.347
Amps Energie	-	-	-	1.346	-	-	1.346
Air Liquide Italia	189	-	-	1.029	-	103	1.321
AlpEnergie Italia	599	-	-	35	319	364	1.316
Globe Trade AG	-	-	-	-	-	1.278	1.278
E.ON Italia SpA	167	-	-	951	-	105	1.223
Exergia	-	-	-	1.147	56	-	1.202
EOS - Energie Ouest Suisse	-	-	-	-	-	1.192	1.192
Trafigura Electricity Italia	296	29	-	420	110	248	1.103
LumEnergia	145	-	-	852	-	65	1.062

Fonte: Elaborazioni AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.18 **STRUTTURA DELLE VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA DEI PRINCIPALI GROSSISTI PER L'ANNO 2004**

GWh

SOGGETTO	VENDITA A CLIENTI IDONEI FINALI	VENDITA ALL'INGROSSO				TOTALE ^(A)
		ACQUIRENTE UNICO	BORSA ELETTRICA	SERVIZI DI DISPACCIA- MENTO	GROSSISTI E DISTRIBUTORI IDONEI	
Enel Trade	13.123	-	-	-	13.682	26.805
Edison Trading	-	1.122	396	0	14.865	16.383
Edison Energia	8.846	-	-	-	6.334	15.180
EGL Italia	13.095	-	123	-	-	13.218
Endesa Italia Power & Fuel	439	-	-	-	11.076	11.515
AEM Trading	-	3.188	2.462	237	4.522	9.935
EniPower Trading	7.723	257	509	-	904	9.394
ATEL Energia	1.683	1.878	545	-	4.621	8.727
Enel Energia	7.017	-	-	-	734	7.751
Energia	7.175	-	-	-	221	7.395
SIET	2.315	396	871	111	2.400	6.093
NET	1.397	-	-	-	4.591	5.988
EDF Energia Italia	2.854	-	146	-	2.743	5.743
Eneco Trade	2.977	-	-	-	1.252	4.230
Dalmine Energie	3.652	-	-	-	16	3.668
Energia e Territorio	3.420	-	-	-	162	3.582

continua
→

TAV. 3.18 **STRUTTURA DELLE VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA DEI PRINCIPALI GROSSISTI
PER L'ANNO 2004**

SEGUE

GWh

SOGGETTO	VENDITA A CLIENTI IDONEI FINALI	VENDITA ALL'INGROSSO				TOTALE ^(A)
		ACQUIRENTE UNICO	BORSA ELETTRICA	SERVIZI DI DISPACCIA- MENTO	GROSSISTI E DISTRIBUTORI IDONEI	
AceaElectrabel Trading	-	-	767	12	2.620	3.398
Ergon Energia	2.661	-	-	-	382	3.043
Modula Servizi ed Energia per le Imprese	1.507	-	316	-	901	2.724
Azienda Energetica Trading	1.179	220	-	-	1.115	2.514
Energetic Source	1.044	-	48	-	1.399	2.491
Telenergia	2.070	-	-	-	277	2.347
TGE	-	-	-	-	2.201	2.201
AceaElectrabel Energia	2.080	-	44	-	47	2.171
Hera Comm	1.980	-	-	-	42	2.022
Dynameeting	961	-	155	-	960	2.076
AEM Energia	1.842	-	-	-	-	1.842
Esperia	1.242	-	59	-	522	1.823
Electra Italia	1.723	-	-	-	78	1.801
ICD - Inter Commercial Dialogue	-	-	-	-	1.736	1.736
MPE Merloni Progetto Energia	1.143	-	450	-	106	1.699
TecnoEnergia	1.699	-	0	-	-	1.699
Assoenergia	1.564	-	44	-	-	1.608
ASSM Alpengerie	575	-	-	-	1.021	1.596
Centomilacandele	1.564	-	-	-	-	1.564
Multiutility	951	-	329	-	217	1.497
C.V.A. Trading	1.171	-	-	-	266	1.436
Espansione Soluzioni per l'energia	1.389	-	-	-	-	1.389
ERG Power & Gas	1.348	-	-	-	17	1.365
ASM Energy	593	-	-	-	769	1.362
ASM Energia e Ambiente	1.298	-	-	-	55	1.353
E.ON Sales & Trading	-	98	-	-	1.250	1.347
Amps Energie	1.328	-	-	-	-	1.328
Air Liquide Italia	1.321	-	-	-	-	1.321
AlpEnergie Italia	1.035	-	123	-	147	1.305
Globe Trade AG	-	-	-	-	1.278	1.278
E.ON Italia SpA	364	66	0	-	787	1.217
Exergia	1.010	-	-	-	192	1.202
EOS - Energie Ouest Suisse	-	-	-	-	1.192	1.192
Trafigura Electricity Italia	44	-	450	-	607	1.101
LumEnergia	561	-	209	-	292	1.062

(A) Eventuali differenze tra il valore degli acquisti e quello delle vendite sono da attribuire alle perdite di rete

Fonte: Elaborazioni AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Per adeguatezza si intende la capacità strutturale del sistema di soddisfare il fabbisogno di energia elettrica nel rispetto di prefissati livelli di sicurezza e di qualità: la distinzione rispetto al concetto di sicurezza attiene proprio alla dimensione temporale, con l'adeguatezza rivolta maggiormente a un'ottica di lungo periodo e la sicurezza, intesa come idoneità del sistema ad affrontare squilibri improvvisi tra domanda e offerta di energia elettrica, a un'ottica di breve.

L'art. 2, comma 1, del decreto legislativo n. 379/03, dispone che l'Autorità definisca i criteri e le condizioni sulla base dei quali il GRTN dovrà elaborare una proposta per disciplinare il sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica.

Il comma 2, dell'art. 1, del decreto legislativo n. 379/03, stabilisce che, a regime, il sistema di remunerazione istituito a tal fine dovrà risultare:

- basato su meccanismi concorrenziali, trasparenti, non discriminatori e non distorsivi per il mercato, orientati a minimizzare gli oneri per i consumatori;
- volto a remunerare le unità di produzione di nuova realizzazione, nonché a mantenere in esercizio efficiente la capacità esistente;
- fondato su obiettivi di capacità produttiva del sistema elettrico indicati dal GRTN;
- in grado di remunerare altresì i consumatori di energia elettrica dotati di caratteristiche tecniche idonee a fornire il servizio di riserva e che non beneficino di altre agevolazioni;
- tale da subordinare la remunerazione alla presenza di un'apposita garanzia prestata dai soggetti beneficiari.

Non essendo stati definiti termini precisi per l'introduzione di tale sistema per la remunerazione della capacità produttiva, lo stesso decreto legislativo n. 379/03 prevede l'introduzione di un regime transitorio; tale disciplina transitoria, basata su criteri in parte differenti da quanto previsto per il sistema a regime, è al momento in vigore ed è disciplinata congiuntamente dal decreto citato e dalla deliberazione n. 48/04 dell'Autorità.

Sistema attuale

Per quanto riguarda i soggetti beneficiari dell'attuale regime transitorio, la deliberazione n. 48/04 prevede che sia il GRTN a definire, insieme alle altre modalità procedurali e alla lista dei giorni critici, i criteri per l'ammissione alla remunerazione della capacità produttiva. In maniera sintetica, si possono considerare ammessi a tale sistema le unità produttive ubicate in Italia, che siano dispacciabili sulla base delle regole fornite dal GRTN e che si rendano disponibili nei giorni critici previsti. In aggiunta il decreto legislativo n. 379/03 preve-

de che siano esclusi da tale sistema di remunerazione le fonti che godono di altre forme di incentivazione e quelle non programmabili.

Il meccanismo transitorio prende a riferimento i parametri del precedente regime regolato, in cui il prezzo corrisposto all'energia conteneva una componente a remunerazione della capacità. Data la natura di questa remunerazione è stato quindi stabilito di suddividere il pagamento per la capacità in due corrispettivi: uno specifico che riflette quanto previsto nel regime amministrato e uno ulteriore inteso a coprire eventuali minori ricavi sul mercato rispetto a quanto veniva garantito nel precedente regime.

Il corrispettivo specifico di remunerazione, espresso in euro al MWh e differenziato per fasce, viene quindi calcolato dal GRTN sulla base della distinzione tra i giorni di alta e media criticità; le formule di cui all'art. 35 della deliberazione n. 48/04 prevedono che la stima, espressa in euro, del gettito annuo disponibile per il finanziamento del corrispettivo specifico venga divisa per la stima della potenza disponibile nei giorni di alta e media criticità e distribuita per fascia secondo due classi di parametri a seconda che si tratti di giorni di alta o media criticità.

Il corrispettivo ulteriore, espresso in euro, viene riconosciuto ai produttori ammessi alla remunerazione del corrispettivo specifico qualora il ricavo effettivo risulti inferiore a quello di riferimento. Entrambi i ricavi sono calcolati sulle quantità totali vendute, ivi inclusi i programmi di immissione relativi a contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte; il ricavo di riferimento valorizza dette quantità a PGn (il prezzo all'ingrosso dell'energia nel precedente regime amministrato), mentre quello effettivo considera la somma della loro valorizzazione oraria al massimo tra il prezzo di borsa medio ponderato orario e l'80 per cento del PGn. In pratica la *ratio* del corrispettivo ulteriore risiede nella volontà dell'Autorità di tutelare i produttori nel caso di prezzi di borsa troppo bassi e i consumatori nel caso di prezzi di borsa troppo alti; infatti, dato che in regime amministrato il PGn garantiva ai produttori anche la remunerazione della capacità produttiva, si è ritenuto che ai produttori spettasse un'ulteriore fonte di remunerazione per la disponibilità di capacità produttiva solo nel caso in cui il prezzo di borsa medio ponderato orario scendesse sotto una determinata soglia del PGn. La determinazione del corrispettivo ulteriore è data dal prodotto tra la quota di capacità produttiva ascrivibile a ciascun produttore nell'anno e il minimo tra la stima del gettito complessivo annuo, espresso in euro, disponibile per la remunerazione dell'ulteriore corrispettivo e la differenza tra il ricavo effettivo e quello di riferimento. Ovviamente, nel caso in cui il ricavo effettivo risulti maggiore a quello di riferimento, i produttori non riceveranno alcun ulteriore corrispettivo per la remunerazione della capacità produttiva.

Proposta dell'Autorità per il sistema a regime

Allo scopo di sostituire al vigente regime transitorio un sistema di remunerazione della capacità produttiva che soddisfi i requisiti del decreto legislativo n. 379/03, l'Autorità ha elaborato una proposta di sistema da sottoporre a consultazione dei produttori tramite il Documento per la consultazione pubblicato sul proprio sito Internet in data 18 marzo 2005.

Alla luce delle esperienze internazionali, delle condizioni strutturali del mercato dell'energia elettrica italiano e delle indicazioni previste del decreto legislativo n. 379/03, la scelta è caduta su un modello di remunerazione della capacità produttiva denominato *capacity obligation*, in cui si prevede di contrattualizzare attraverso meccanismi concorrenziali impianti che si impegnino a rendere disponibile un livello di capacità produttiva necessario a coprire il carico di punta, più un adeguato margine di riserva. Tale modello, infatti, disciplina la determinazione per via amministrata del livello di capacità necessario a garantire l'adeguatezza del sistema e la fissazione del relativo prezzo attraverso la concorrenza tra i diversi generatori, nonché la previsione di penali per i produttori che non rendessero disponibile la capacità produttiva contrattualizzata.

In estrema sintesi, il contratto previsto dal *capacity obligation* può essere assimilato a una opzione, il cui acquirente sarebbe il GRTN. L'opzione impegna il cedente a corrispondere, in ciascuna ora del periodo di riferimento, la differenza, se positiva, tra un prezzo di mercato e un prezzo di riferimento definito dal contratto (*strike price*) per la capacità oggetto del contratto. A sua volta l'acquirente dovrà corrispondere al cedente un corrispettivo espresso in €/MW (premio), determinato in esito alle negoziazioni realizzate nel mercato in esame.

Dal lato dell'offerta si consente di partecipare al mercato della capacità produttiva agli operatori di mercato per unità di produzione rilevanti, ivi comprese le unità di produzione autorizzate e non ancora entrate in esercizio, che presentino idonee garanzie finanziarie e agli utenti del dispacciamento per unità di consumo abilitate disposti a subire interruzioni di carico, in quanto fornitori di un sostituto della disponibilità di capacità di generazione. Sono invece esclusi gli impianti rientranti in altri sistemi di incentivazione. Il GRTN potrà coprire i costi sostenuti nell'ambito di tale servizio attraverso un corrispettivo posto a carico di tutti gli utenti del dispacciamento in prelievo.

Al fine di contemperare le opposte esigenze di lungo periodo per gli investitori e di flessibilità temporale nella durata degli impianti per i produttori, si è ritenuto di proporre due diversi sistemi di determinazione della durata del contratto; uno con un orizzonte temporale di riferimento di 5 anni e uno con due orizzonti temporali, 3 e 7 anni, che permetterebbe una maggiore flessibilità di scelta ai produttori con impianti aventi vita residua differente. Per favorire l'accesso anche agli impianti di nuova realizzazione e quindi la contendibilità del mercato, si è previsto che la negoziazione e la sottoscrizione delle obbligazioni ab-

biano luogo con tre anni di anticipo rispetto all'inizio della loro esercitabilità. Tuttavia, per evitare che i nuovi impianti abbiano solamente un'occasione ogni 5 anni per poter vendere la propria capacità sul mercato, limitando così anche la frequenza dei segnali di lungo periodo che guidano le scelte di investimento, si è ritenuto preferibile proporre uno schema in cui ogni anno venga messa all'asta, a seconda dell'orizzonte temporale scelto per la durata del contratto, una corrispondente quota parte della capacità produttiva.

La determinazione della quantità di capacità da approvvigionare è rimessa al GRTN; essa dovrà essere commisurata alla punta di domanda prevista più un margine di riserva, che dovrebbe essere determinato non solo in funzione delle esigenze di sicurezza del sistema, ma anche da quelle di assicurare un adeguato livello di competitività nel medesimo sistema.

Per quanto riguarda la fissazione del livello dello *strike price* delle opzioni, si sono proposte due metodologie: una con uno o più *strike price*, consentendo così ai partecipanti di formulare offerte semplici sul premio richiesto per sottoscrivere il contratto, e l'altra con offerte binomie premio – *strike price*.

Al fine di rendere il sistema di remunerazione della capacità sufficientemente flessibile da essere in grado di sostituire la capacità produttiva che, per sopravvenuti motivi, non fosse più disponibile o di adeguarsi a cambiamenti strutturali di scenario rispetto alle quantità approvvigionate dal GRTN, si è prevista la possibilità di predisporre un mercato di aggiustamento e un mercato secondario delle opzioni. Questo ridurrebbe il profilo di rischio e permetterebbe anche agli operatori di aggiustare le proprie posizioni.

Per quanto riguarda le penali si prevede l'applicazione di quelle indicate dal decreto legislativo n. 379/03; la valutazione della loro entità dovrebbe variare a seconda della causa della mancata erogazione della capacità contrattualizzata. In particolare, si prevede la mancata penalizzazione degli impianti che trasferiscano attraverso il mercato di aggiustamento o bilateralmente ad altri impianti o consumatori interrompibili l'obbligo che essi non sono in grado di soddisfare, purché ne diano tempestiva comunicazione al GRTN.

Vigilanza del mercato elettrico

Misure per la promozione della concorrenza e monitoraggio del mercato elettrico

La legge 14 novembre 1995, n. 481, attribuisce all'Autorità poteri di accertamento, controllo e direttiva sui servizi di pubblica utilità, ivi incluse le attività di produzione e vendita. Il decreto del Ministero delle attività produttive 19 dicembre 2003, recante *Approvazione del Testo integrato della Disciplina del mercato elettrico*, ha altresì previsto che l'Autorità definisca un meccanismo per il controllo dell'esercizio del potere di mercato e le modalità per il monito-

raggio dell'andamento dei prezzi, nonché i criteri per la costruzione, da parte del GME, di indici di prezzo dei mercati dell'energia elettrica e, da parte del GRTN, di indici del MSD.

In virtù dei poteri di vigilanza conferiti dalla legge n. 481/95 e in ottemperanza alle disposizioni del decreto del Ministero delle attività produttive del 19 dicembre 2003, l'Autorità ha provveduto con la deliberazione del 24 febbraio 2004, n. 21, a strutturare un sistema di indici di mercato volti a facilitare il monitoraggio sull'evoluzione della domanda e dell'offerta nel mercato elettrico, sugli esiti delle contrattazioni che hanno luogo nel sistema delle offerte o al di fuori di esso, nonché sulla condotta dei singoli operatori.

Gli indici di mercato sono stati definiti nel dettaglio dal GME e dal GRTN in conformità agli obiettivi e ai criteri fissati dall'Autorità con la deliberazione n. 21/04 e sono stati approvati dall'Autorità. Nell'esercizio della sua attività di monitoraggio, infatti, l'Autorità si è avvalsa della collaborazione tecnica del GME e del GRTN ai fini del calcolo e della pubblicazione dei predetti indici con cadenza mensile.

Prima dell'avvio del dispacciamento di merito economico avvenuto il 1° aprile 2004, la deliberazione del 27 marzo 2004, n. 49, ha apportato modifiche e integrazioni alla deliberazione n. 21/04. Queste si sono rese necessarie per perfezionare il sistema di monitoraggio e di controllo del potere di mercato alla luce delle verifiche sull'efficacia delle misure adottate con la predetta deliberazione, effettuate durante il periodo delle prove operative che hanno preceduto l'avvio ufficiale del mercato elettrico.

La deliberazione n. 21/04, come modificata dalla deliberazione n. 49/04, conteneva altresì un meccanismo di controllo del potere di mercato. L'obiettivo perseguito era quello di applicare misure che disincentivassero lo sfruttamento del potere di mercato, qualora questo emergesse sulla base di indici in grado di identificare incrementi anomali dei prezzi in corrispondenza di riduzioni delle quantità prodotte dall'operatore marginale rispetto a una soglia concorrenziale prefissata.

Tale meccanismo prevedeva, infatti, un primo controllo giornaliero sul prezzo medio ponderato del Sistema Italia nelle ore di alto e medio carico per i trenta giorni precedenti. Se tale prezzo risultava superiore alla media dei prezzi all'ingrosso calcolata sul medesimo periodo si procedeva a un secondo controllo volto a verificare se le quantità offerte in ciascuna ora dall'operatore marginale fossero superiori a un quantitativo minimo concorrenziale calcolato sulla base del livello di domanda e della sua quota di mercato. Qualora in una data ora e in un data zona, la quantità offerta dall'operatore marginale risultasse inferiore alla suddetta quantità minima, a tale operatore veniva riconosciuto, per le offerte accettate nel MGP in qualsiasi zona e relative a unità di produzione ter-

moelettriche, un prezzo pari al prezzo specificato nella stessa offerta (*pay as bid*), in luogo del prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica nel MGP (*system marginal price*).

La deliberazione n. 21/04, come modificata dalla deliberazione n. 49/04, conteneva infine la previsione di un tetto massimo pari a 500 €/MWh, relativamente ai prezzi indicati nelle offerte presentate sul MGP.

Alla luce dell'esperienza acquisita nel 2004, l'Autorità ha provveduto a integrare la deliberazione n. 21/04 con due ulteriori deliberazioni volte a disciplinare rispettivamente un nuovo meccanismo per il controllo del potere di mercato da applicarsi per il 2005 (deliberazione 30 dicembre 2004, n. 254) e un sistema potenziato di monitoraggio da attuarsi nel corso dello stesso anno (deliberazione del 24 marzo 2005, n. 50).

La disciplina di controllo del potere di mercato prevista dalla deliberazione n. 254/04 è stata oggetto di ricorso al TAR da parte di Enel ed Endesa. Con le ordinanze cautelari del TAR Lombardia n. 382/05 e n. 383/05 è stata disposta la sospensione della delibera in oggetto, confermata dall'ordinanza n. 1532/05 del Consiglio di Stato, Sezione VI, in attesa del pronunciamento definitivo sul merito, che dovrebbe avvenire in data 24 maggio 2005.

Similmente al meccanismo predisposto per il 2004, la deliberazione n. 254/04 prevede misure in grado di disincentivare l'esercizio del potere di mercato da parte di un operatore. Ciò che cambia rispetto alla precedente disciplina è la costruzione degli indici volti a rilevare l'avvenuto esercizio di potere di mercato e le conseguenti misure applicate all'operatore che ne è responsabile.

La deliberazione n. 254/04 dispone che il GME determini, per ciascun operatore rilevante e in ciascun mese, alcuni indici volti a rilevare dapprima la potenziale sussistenza di un potere di mercato in capo a tale operatore e, successivamente, l'avvenuto o meno esercizio di tale potere.

Al fine di rilevare se un operatore sia in grado di esercitare potere di mercato viene calcolato un indice che accerta:

- se l'offerta di energia elettrica relativa al detto operatore, in una determinata ora e in una specifica macrozona, risulta "indispensabile" al mercato; in altri termini, se il mercato non può rivolgersi, per soddisfare la propria domanda in quel dato contesto, ad altri operatori;
- se la media dei prezzi di valorizzazione dell'energia elettrica sia inferiore o superiore a 300 euro.

Qualora tale indice non rispetti una soglia predeterminata, si procede a calcolare i successivi indici volti a determinare l'effettivo esercizio di potere di mercato. Il primo indice rileva, con riferimento a un dato operatore, in una determi-

nata ora e macrozona, la quantità di energia elettrica in relazione alla quale l'operatore di mercato è risultato "indispensabile".

Tramite il secondo indice, invece, è possibile accertare in quale proporzione temporale, rispetto al totale delle ore del mese considerato, un dato operatore è stato "operatore marginale" (i.e. ha presentato l'ultima offerta nel MGP, "fissando" sostanzialmente il prezzo in una data macrozona), e in quale proporzione il prezzo medio fissato nelle suddette ore si discosta dalla media complessiva mensile, nonché in quale misura il prezzo fissato in quella data macrozona si discosta dal prezzo registrato nelle macrozona risultata più concorrenziale.

Le misure comportamentali di promozione della concorrenza vengono applicate a un operatore qualora i due indici sopra richiamati facciano emergere una delle seguenti condizioni:

- l'operatore di mercato abbia ceduto una quantità di energia inferiore alla quantità minima per cui è risultato indispensabile e quindi non si sia messo in concorrenza con gli altri operatori cedendo energia a un prezzo più basso di quello che avrebbe potuto spuntare se si fosse limitato a vendere la quantità indispensabile;
- ovvero emerga un notevole scostamento del prezzo nella macrozona considerata, rispetto a quella più "competitiva".

Le misure comportamentali di promozione della concorrenza, che scattano a fronte della realizzazione di una delle due condizioni suddette, consistono in sintesi nell'apposizione di un obbligo a carico dell'operatore a offrire, nel MGP, tutta la produzione disponibile a un prezzo fisso, peraltro liberamente determinato dall'operatore, per i trenta giorni successivi al termine entro cui si effettuano i controlli (termine di chiusura della sessione del MGP relativa al dodicesimo giorno del mese successivo a quello in cui la verifica si riferisce).

Tali misure comportamentali tendono a evitare che l'operatore possa avvalersi del proprio "potere di mercato", distorto il corretto e trasparente funzionamento della borsa elettrica, attraverso offerte di energia a prezzi relativamente elevati nelle ore di massimo carico, in cui risulta insostituibile, e offrendo invece energia a prezzi relativamente bassi nelle ore di minimo carico, al fine di estromettere i piccoli operatori che in tali ore potrebbero sostituirlo.

Le misure comportamentali includono altresì l'obbligo a carico dell'operatore a presentare, con riferimento al MSD, un'offerta di vendita con prezzo fisso per tutte le ore dei 30 giorni successivi al termine entro cui si effettuano i controlli. Tale prezzo non deve essere superiore alla media dei prezzi delle offerte di vendita accettate, con riferimento al medesimo punto di dispacciamento, nel mercato dei servizi di dispacciamento nel mese precedente a quello cui la verifica si riferisce.

Tale disposizione è volta a impedire che l'operatore possa eludere l'obbligo di offerta nel MGP collocando la sua produzione sul MSD a un prezzo ancora maggiore.

Per quanto riguarda l'attività di monitoraggio, nel corso dell'anno 2004 e agli inizi dell'anno 2005, si sono registrati eventi tali da richiedere un'evoluzione delle modalità e dei criteri per l'esercizio delle attività a esso funzionali secondo quanto previsto dalla deliberazione n. 21/04.

In primo luogo, l'avvio della partecipazione attiva della domanda nel sistema delle offerte ha reso opportuna l'integrazione degli indici di mercato in essere con appositi indici volti a monitorare la struttura e il comportamento della domanda.

In secondo luogo, nell'ambito dell'Istruttoria conoscitiva sullo stato della liberalizzazione nel settore dell'energia elettrica (deliberazione del 9 febbraio 2005, n. 19) svolta congiuntamente dall'Autorità e dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato, sono stati sviluppati appositi indici volti a:

- identificare la dimensione geografica dei mercati rilevanti relativamente sia al mercato all'ingrosso dell'energia elettrica sia all'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento;
- misurare il potere di mercato dei diversi operatori, in funzione del loro grado di indispensabilità ai fini del soddisfacimento della domanda oraria in ciascuno dei suddetti mercati o loro aggregati;
- valutare la convenienza dei medesimi operatori a esercitare il potere di mercato derivante da tale condizione di indispensabilità su un singolo mercato rilevante o, in maniera congiunta, su più mercati rilevanti.

In terzo luogo, l'esperienza acquisita nel 2004 e la raccolta dei primi elementi emergenti dalle istruttorie conoscitive sulla dinamica di formazione dei prezzi nel sistema delle offerte, avviate con le deliberazioni 9 giugno 2004, n. 84 e 13 gennaio 2005, n. 3, hanno evidenziato l'esigenza di pervenire a una più efficace organizzazione del monitoraggio, con riferimento tra l'altro:

- alla valutazione della condotta degli operatori in relazione a possibili scenari di costo e a differenti strategie di offerta;
- alla frequenza con cui i principali operatori determinano il prezzo nei mercati rilevanti e alla rilevanza per il sistema elettrico nazionale di tale comportamento;
- alla relazione tra i ricavi dei produttori e i prezzi registrati nel MGP, anche in funzione dei volumi di energia sottesi ai contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte;

- alle quantità vendute dai principali operatori di mercato rispetto agli esiti di un mercato concorrenziale.

In quarto luogo, le modalità di funzionamento transitoriamente previste per il MSD, che implicano la negoziazione in un unico mercato delle varie risorse per il servizio di dispacciamento (risoluzione di congestioni, riserva di potenza reattiva, riserva di potenza attiva e bilanciamento), hanno reso problematica la definizione di indici idonei a monitorare i segmenti di mercato relativi alle suddette risorse, nonché la condotta degli utenti del dispacciamento nella fornitura delle medesime.

La deliberazione n. 50/05 ha disegnato un sistema potenziato di monitoraggio del mercato che modifica quello previsto dalla deliberazione n. 21/04, in particolare integrandolo con:

- gli indici di mercato volti al monitoraggio della domanda;
- gli indici sviluppati nell'ambito dell'Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione nel settore dell'energia elettrica;
- gli indici volti a rispondere alle esigenze emerse nello svolgimento delle istruttorie conoscitive sulla dinamica di formazione dei prezzi nel sistema delle offerte;
- gli indici volti a consentire il monitoraggio dei segmenti di mercato relativi alle varie risorse per il servizio di dispacciamento nonché della condotta degli utenti del dispacciamento nella fornitura delle medesime.

**Indagine conoscitiva congiunta
Autorità per l'energia elettrica
e il gas – Autorità garante
della concorrenza
e del mercato**

Con la deliberazione n. 19/05, si è conclusa l'indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore elettrico (avviata con la deliberazione 20 febbraio 2003, n. 13), condotta congiuntamente con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato.

Obiettivo dell'indagine era quello di analizzare, in un'ottica di promozione e tutela della concorrenza, i mercati dell'energia elettrica all'ingrosso e del connesso servizio di dispacciamento, valutando e misurando, in particolare, l'eventuale esistenza di potere di mercato.

A tal fine l'analisi si è concentrata sul funzionamento dei primi sei mesi del meccanismo di dispacciamento di merito economico. Una volta individuati i mercati rilevanti oggetto dell'indagine è stata effettuata un'analisi della loro struttura, che ha utilizzato sia i tradizionali indici di concentrazione (quota di mercato, HHI) sia indici sviluppati *ad hoc* per i mercati elettrici (indici pivotali e di indispensabilità alla copertura della domanda residuale) con particolare riferimento al potere di mercato unilaterale. Le risultanze dell'analisi sono state successivamente utilizzate per formulare le modalità di intervento dell'Autorità

e dell’Autorità garante della concorrenza e del mercato in materia di promozione della concorrenza.

Nell’individuare i mercati rilevanti oggetto dell’indagine è stata fatta una prima distinzione tra mercato all’ingrosso e MSD. Il primo comprende i mercati organizzati per la compravendita di energia elettrica (MGP e MA) e i mercati OTC dei contratti non standardizzati (contratti bilaterali), che risultano avere come oggetto di contrattazione un bene omogeneo (energia a termine) e i cui prezzi sono tra loro connessi. Il secondo invece riguarda il MSD che, per ragioni tecnico-economiche è da considerarsi distinto dai precedenti. In esso vengono infatti contrattati beni e servizi di natura diversa rispetto al mercato all’ingrosso e con diverse relazioni di sostituibilità tra di loro (riserva terziaria, riserva secondaria, energia di bilanciamento e per la soluzione delle congestioni). Il MSD, inoltre, ha regole di funzionamento diverse rispetto agli altri mercati: la domanda è espressa unicamente dal GRTN, l’offerta è obbligatoria e limitata a unità di produzione che presentino determinate caratteristiche tecniche, la regola di formazione del prezzo è basata su un meccanismo di asta discriminatoria (*pay as bid*). All’interno di questa distinzione, l’analisi del potere di mercato si è concentrata particolarmente sul mercato all’ingrosso, il quale è stato a sua volta suddiviso in più mercati geografici rilevanti. Tale suddivisione è stata effettuata attraverso un test che valuta l’incentivo di un ipotetico monopolista ad aumentare i prezzi nell’area geografica servita, indipendentemente dall’incidenza delle massime importazioni potenziali da aree limitrofe. Su questa base i mercati geografici rilevanti sono stati individuati nelle macrozone: Nord, Macrosud (comprendente le zone di mercato Centro-Nord, Centro-Sud e Sud), Macrosicilia (Sicilia e Calabria), Sardegna.

La successiva analisi della struttura di mercato ha evidenziato come i mercati geografici rilevanti sopra definiti presentino una struttura estremamente concentrata. Il mercato Nord, sebbene sia il solo che presenti un certo pluralismo di offerta, deve considerarsi affetto da un livello di concentrazione assai elevato (HHI superiore a 2.600, nel 50 per cento delle ore del campione, quando convenzionalmente un mercato è ritenuto concentrato già per valori superiori a 1.800). Gli altri mercati presentano livelli di concentrazione “patologici”, che a volte individuano situazioni di quasi monopolio (HHI in alcune ore prossimo al valore di monopolio pari a 10.000).

Un’ulteriore analisi, volta a identificare il grado di potere di mercato unilaterale detenuto dagli operatori, è basata sul cosiddetto indice di pivotalità, che individua il livello di indispensabilità dei principali operatori ai fini della copertura del fabbisogno nei mercati geografici rilevanti. Detto in altre parole, tale indice serve a identificare la capacità di fissare il prezzo nei mercati all’ingrosso ed è connotabile in tre fattispecie:

- assoluta indispensabilità, che corrisponde alla situazione in cui un operatore è necessario al soddisfacimento della domanda locale anche in caso di massima importazione dalle macrozone limitrofe;
- potenzialità attiva, che corrisponde alla situazione in cui un operatore è necessario al soddisfacimento della domanda locale solo qualora la capacità di importazione da altre macrozone non è utilizzata, in tutto o in parte;
- potenzialità passiva, che corrisponde alla situazione in cui un operatore è necessario al soddisfacimento della domanda locale solo qualora venga utilizzata in tutto o in parte la capacità di esportazione verso le macrozone limitrofe.

Relativamente ai tre possibili casi sopra descritti è evidente come solo il primo evidenzia una capacità assoluta di fissazione del prezzo in una determinata macrozona. Gli altri due indicano invece la possibilità di esercitare potere di mercato in virtù della propria posizione su più macrozone contemporaneamente, qualora l'uso del potere di mercato in una macrozona sia in grado di influenzare i flussi sulla rete e rendere l'operatore indispensabile in una zona limitrofa.

I risultati ottenuti da questo tipo di analisi, relativamente al periodo 1 aprile – 30 settembre 2004, hanno evidenziato una situazione di assoluta indispensabilità di alcuni operatori. In primo luogo, Enel è stata assolutamente indispensabile per soddisfare il fabbisogno locale e, dunque, in grado di fissare il prezzo all'ingrosso nel 100 per cento delle ore nel mercato rilevante Macrosud; nel 44 per cento delle ore nel mercato rilevante Nord; nel 29 per cento delle ore nel mercato rilevante Sardegna; nel 24 per cento delle ore nel mercato rilevante Macrosicilia. Endesa è stata assolutamente indispensabile per soddisfare il fabbisogno locale e, dunque, per fissare il prezzo all'ingrosso nel 67 per cento delle ore in Sardegna; Edipower è stata assolutamente indispensabile per soddisfare il fabbisogno locale e fissare il prezzo all'ingrosso per un periodo pari al 19 per cento delle ore nella Macrosicilia. La capacità dei concorrenti di Enel di determinare il prezzo all'ingrosso nei mercati rilevanti Nord e Macrosud è stata invece nulla.

Con riferimento ai casi di potenzialità attiva e passiva è invece emerso come solo Enel, in virtù della sua posizione rilevante in tutti i mercati geografici, risulti avere sull'aggregato di più macrozone un elevatissimo potere di mercato. Ciò le consentirebbe di fissare il prezzo nel 95 per cento delle ore nella macrozone Nord-Macrosud, nel 91 per cento delle ore nelle zone Macrosud-Macrosicilia e nel 63 per cento delle ore nel Macrosud-Sardegna.

Si può quindi concludere che Enel risulta un operatore con un elevato potere di mercato in tutte le macrozone individuate come mercati geografici rilevanti.

I risultati e gli indici sin qui descritti consentono di precisare la struttura del mercato e la presenza di potere di mercato unilaterale. L'indagine, che si è con-

centrata soprattutto su quest'ultimo aspetto, ha però cercato di valutare anche quanto ciascun operatore avesse effettivamente interesse a esercitare il proprio potere di mercato per alterare i prezzi rispetto a un equilibrio concorrenziale. A tal fine è stato quindi costruito un ulteriore indice, denominato Indice di criticità residuale (ICR), che misura l'incentivo all'esercizio di potere di mercato sulla domanda per cui l'operatore risulta residuale. Ciò che viene misurato è la perdita percentuale di volumi di vendita, che l'operatore sopporterebbe agendo come monopolista sulla domanda residuale, rispetto a una strategia di offerta concorrenziale. Con riferimento all'analisi di pivotalità si deve comunque sottolineare come tale indice, pur evidenziando gli incentivi più rilevanti all'esercizio di potere di mercato, non sia in grado di segnalare come ore critiche le ore in cui l'operatore Enel è congiuntamente indispensabile su più mercati. In particolare, l'ICR considera tre ipotesi alternative: massime importazioni nella macrozona (ICR1), scambi nulli con le altre macrozone (ICR2), massime esportazioni dalla macrozona (ICR3). In corrispondenza di queste tre ipotesi viene individuato un valore critico dell'indice al di sopra del quale la perdita di volumi dovuta al comportamento monopolistico (offerta della sola quantità residuale) è più che compensata dai maggiori margini conseguenti all'applicazione del prezzo massimo di mercato (500 €/MWh) rispetto a un prezzo di riferimento concorrenziale.

Dall'analisi delle curve di durata dei tre indici nel periodo da aprile a settembre 2004 emergono elementi di preoccupazione con riferimento a tutte le macrozone. Riguardo alla macrozona nord, caratterizzata da frequente esportazione verso altre macrozone, l'ICR3 ha assunto valori ritenuti critici per più del 90 per cento delle ore del periodo in esame. Nel Macrosud gli indicatori più rappresentativi delle normali dinamiche di mercato, l'ICR1 e l'ICR2, permangono nell'area di criticità per il 100 per cento delle ore del periodo considerato. Anche considerando poco probabile la possibilità che tutta la capacità di transito in esportazione venga utilizzata, l'indice ICR3 mostra una situazione molto preoccupante, con Enel nella zona critica per più del 98 per cento delle ore. Infine, per quanto riguarda la Macrosicilia, le ore in cui gli indici di criticità residuale di Enel risultano nell'area di incentivo all'esercizio del potere di mercato si attestano intorno a meno del 20 per cento per l'ICR1 e a circa l'80 e 90 per cento rispettivamente per l'ICR2 e ICR3.

Da quanto detto emerge che, nell'ipotesi empiricamente e teoricamente robusta di importazioni nella macrozona sud dalle altre due macrozone esaminate, l'interesse da parte di Enel ad aumentare strategicamente il prezzo è, in assenza di contratti di medio/lungo termine da questa sottoscritti, persistente nel tempo in tutte e tre le macrozone.

Queste conclusioni hanno portato l'Autorità e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato a ritenere che vi sia la necessità di adottare misure sul piano

sia strutturale sia della promozione di un'offerta competitiva, nonché di valutare eventuali interventi di sanzione di condotte di esercizio del potere di mercato unilaterali o collettive. Ciò al fine di contribuire, anche in forma coordinata tra le due Autorità, ciascuna nell'ambito delle rispettive competenze, a rimuovere gli ostacoli ancora presenti per lo sviluppo di un'effettiva concorrenza nel settore dell'energia elettrica. Più precisamente, le linee di intervento individuate sul piano strutturale comprendono:

- la promozione di interventi sulla rete di trasmissione nazionale al fine di ridurre al minimo i rischi di congestione;
- il potenziamento delle linee di interconnessione con l'estero e il mantenimento di modalità concorrenziali di allocazione della corrispondente capacità a vantaggio dell'abbattimento dei prezzi sul mercato nazionale dell'energia elettrica;
- la promozione dell'ingresso sul mercato di soggetti diversi dall'operatore dominante soprattutto nelle zone che oggi risultano deficitarie;
- l'introduzione di misure transitorie volte a minimizzare le situazioni di potenziale esercizio di potere di mercato, attraverso forme di disciplina delle offerte di vendita che ripristinino condizioni competitive e la creazione di condizioni atte ad annullare eventuali indebiti vantaggi conseguenti a strategie distorcenti dei prezzi di mercato;
- l'introduzione di misure atte a evitare la sottrazione di capacità produttiva dal mercato.

Sul piano della promozione della concorrenza invece si propongono:

- il rafforzamento della stabilità di mercato attraverso lo sviluppo di forme di contrattazione a medio/lungo termine;
- il mantenimento dei segnali forniti dall'organizzazione zonale del mercato borsistico;
- il perseguimento di soluzioni mirate a controllare che l'impresa dominante non tragga indebiti vantaggi dall'esercizio di strategie "collegate" in varie zone del paese;
- l'impedimento delle distorsioni nella determinazione dei prezzi e delle quantità conseguenti all'esercizio di potere di mercato al fine di consentire corretti riferimenti per gli investimenti.

7-10 giugno 2004, e la deliberazione n. 3/05, relativamente ai primi giorni del mese di gennaio 2005.

Entrambe le istruttorie sono state avviate in seguito alla rilevazione nei giorni oggetto di analisi di anomalie nei prezzi registrati nel MGP e nei livelli dei corrispettivi di utilizzo della capacità di trasporto, al fine di valutare l'eventuale esercizio di potere di mercato unilaterale o collettivo da parte di uno o più operatori. L'analisi ha in primo luogo valutato il livello dei prezzi registrati nelle settimane comprendenti i giorni critici rispetto a quanto rilevato in altre settimane con caratteristiche comparabili. Quanto è emerso dimostra come il livello eccezionalmente elevato dei prezzi non sia riconducibile a specifiche situazioni congiunturali, quali *shock* di domanda o di costo, ma ai comportamenti di offerta assunti dagli operatori. Nello specifico la seconda settimana di giugno ha registrato un PUN medio pari a circa 72.3 €/MWh (circa 15 €/MWh in più rispetto alla media del periodo aprile 2004 – gennaio 2005), mentre nella seconda settimana di gennaio il prezzo medio è stato pari a quasi 83 €/MWh, il valore più elevato registrato dall'avvio del dispacciamento di merito economico. A livello zonale si è rilevata invece una notevole discrepanza tra quanto avvenuto nei due periodi. L'elevato prezzo di acquisto di giugno è infatti il risultato di prezzi di vendita zonali molto divergenti, mentre a gennaio tutti i prezzi zonali erano sostanzialmente allineati al valore del PUN.

Il secondo elemento considerato dall'analisi si rifà agli indici strutturali sviluppati nel corso dell'indagine congiunta con l'Antitrust. Come emerso dalla citata indagine, l'analisi si è concentrata sui due operatori che risultano in grado di influenzare il prezzo nei mercati geografici rilevanti: Enel ed Endesa. L'utilizzo dell'indice di pivotalità dimostra infatti come Enel, sia a giugno sia a gennaio, detenesse un potere di mercato molto esteso sia nel tempo sia nello spazio. Per quanto riguarda Endesa le indicazioni sono diverse per i due periodi. Relativamente alla macrozona Sardegna, nella seconda settimana di giugno essa risultava assolutamente indispensabile per il 37 per cento delle ore, mentre a gennaio lo era solo per il 7 per cento.

L'analisi strutturale sul potere di mercato dei due operatori è stata integrata per valutare se questo sia stato effettivamente esercitato e come. A tal fine si sono considerati il numero di ore in cui l'operatore è risultato marginale e la quota parte della curva di offerta, in un dato intorno del prezzo marginale, riconducibile allo stesso operatore. Per quanto riguarda Enel emerge come in entrambi i periodi considerati essa abbia assunto un ruolo cruciale nella determinazione del prezzo di mercato con riferimento a entrambi gli indici. Per quanto riguarda la Sardegna in particolare, il mese di giugno vede Endesa giocare un ruolo cruciale (e superiore a Enel) nella determinazione del prezzo, mentre a gennaio tale ruolo viene assunto da Enel.

L'insieme degli elementi raccolti ha consentito di concludere che le anomalie di prezzo registrate nei mesi di giugno e gennaio siano imputabili a mutamenti nelle strategie di offerta di Enel. La diversa dinamica dei prezzi zonalari nelle due settimane critiche porta però a considerazioni diverse per i due periodi, facendo emergere come Enel sia stata in condizione di influenzare non solo i propri ricavi, ma anche quelli dei concorrenti, potendo discrezionalmente favorire alcuni operatori e danneggiarne altri.

Per quanto riguarda la seconda settimana di giugno si evidenzia infatti come la divaricazione dei prezzi tra le diverse zone del mercato abbia inciso sui ricavi netti da cessione dell'energia elettrica ottenuti dagli altri operatori. Questi potrebbero aver subito un danno a causa dell'incremento dei CCT che non trovava copertura nei contratti bilaterali da questi siglati sulla base di aspettative di prezzo differenti. Per quanto riguarda il mese di gennaio, invece, l'allineamento dei prezzi zonalari al PUN ha favorito gli operatori assegnatari di capacità di importazione nella zona nord, annullando l'onere da CCT, solitamente positivo, che questi avrebbero diversamente pagato. A tale proposito emergono due evidenze di rilievo. In primo luogo si riscontra come nel mese di gennaio la procedura concorsuale per l'assegnazione della capacità di importazione tra Francia e Italia potrebbe indicare uno scambio di informazioni tra Enel ed Endesa. Quest'ultima si è infatti aggiudicata la quasi totalità della capacità di importazione offrendo, rispetto ai valori di mercato attesi, un prezzo decisamente elevato, che però si è rivelato congruo con le successive realizzazioni di prezzo sul MGP sia in acquisto sia relativamente alla zona nord. A ciò si aggiunge il fatto che l'analisi del comportamento di offerta di Enel evidenzia come questa, data la composizione del suo portafoglio e in particolare i contratti differenziali stipulati con l'Acquirente Unico, avrebbe potuto incrementare i propri profitti riducendo il prezzo della zona nord rispetto ai valori effettivamente registrati. Tale condotta risulterebbe razionale solo in un ambito più ampio di quello della singola società e su un orizzonte temporale più lungo.

Dato l'emergere di elementi che potrebbero configurare un abuso di posizione dominante da parte delle società oggetto delle istruttorie, gli esiti di queste sono stati trasmessi all'Autorità garante della concorrenza e del mercato, che, con il provvedimento n. 14174 del 6 aprile 2005, ha aperto un'istruttoria nei confronti delle società Enel ed Enel Produzione per abuso di posizione dominante nella fissazione dei prezzi alla borsa elettrica.

Strumenti a termine di copertura

L'avvio del dispacciamento di merito economico ha fatto emergere nuove esigenze relativamente agli strumenti di contrattazione a disposizione degli operatori. Queste hanno portato l'Autorità a sviluppare strumenti a termine che consentissero la copertura del rischio di prezzo temporale e spaziale sopportato dagli operatori, al fine anche di favorire l'ingresso di nuovi soggetti e un più efficiente funzionamento del mercato organizzato.

In particolare, gli strumenti di copertura introdotti dall'Autorità riguardano i rischi legati ai differenziali di prezzo determinati dalle congestioni di rete. Questi fanno riferimento al rischio di prezzo causato dai costi di congestione sulla rete nazionale e, in virtù del nuovo meccanismo di gestione delle congestioni sulle interconnessioni, sulla capacità di trasporto con le zone estere.

L'entrata in vigore del regolamento 1228/2003/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 e la decorrenza della sua diretta applicazione in data 1 luglio 2004 in ciascun Stato membro dell'Unione europea hanno infatti innovato profondamente il quadro di riferimento in materia di scambi transfrontalieri di energia elettrica. In particolare, l'art. 6 del regolamento prevede, tra l'altro, che *“i problemi di congestione della rete siano risolti con soluzioni non discriminatorie fondate su criteri di mercato che forniscano segnali economici efficienti ai soggetti partecipanti al mercato e ai gestori del sistema di trasmissione. I problemi di congestione della rete siano risolti di preferenza con metodi non connessi con le transazioni, vale a dire metodi che non comportano una selezione tra i contratti di singoli soggetti partecipanti al mercato.”*

Per l'anno 2005, il Ministro delle attività produttive e l'Autorità, relativamente alla quota della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione di pertinenza dell'Italia (stante la diversità dei metodi di allocazione adottati dall'Italia e dai paesi con essa confinanti, è stato adottato il metodo di ripartizione in parti uguali, tra due Stati confinanti, del valore della capacità di trasporto sulla relativa frontiera elettrica), hanno individuato, tra i possibili metodi compatibili con quanto previsto dal regolamento per la gestione delle congestioni transfrontaliere, il metodo d'asta implicita. L'art. 2, comma 4, del decreto del Ministro delle attività produttive 17 dicembre 2004, stabilisce che l'utilizzo della capacità di trasporto sia determinato mediante un metodo di assegnazione implicita, sulla base di offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica, relative alla esecuzione di scambi transfrontalieri da parte di operatori esteri e nazionali. A sua volta, con la deliberazione 20 dicembre 2004, n. 223, l'Autorità ha stabilito che, ai fini dell'attuazione per l'anno 2005 dell'art. 6 del regolamento, le congestioni sulla rete di interconnessione siano risolte per mezzo di un metodo di mercato basato sul sistema di asta implicita già in uso nell'anno 2004 per la

risoluzione delle congestioni sul MGP.

Come noto, nell'ambito del MGP vengono gestite le congestioni a livello interzonale, vale a dire tra zone della rete rilevante come individuate dal GRTN. Il metodo adottato applica il modello generale del cosiddetto *market splitting* con differenziazione zonale del valore dell'energia elettrica venduta (al prezzo marginale di ciascuna zona) e valorizzazione unica a livello nazionale dell'energia elettrica acquistata (al PUN). In particolare, la gestione delle congestioni avviene mediante l'assegnazione del diritto di immettere e prelevare energia elettrica in esito all'accettazione di offerte, rispettivamente, di vendita e di acquisto, su base oraria, compatibilmente con i limiti di trasporto tra le zone della rete rilevante.

In tale contesto, la gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione avviene mediante la definizione di zone virtuali rappresentanti le zone di mercato estere connesse con la rete nazionale, rispetto alle quali sono definiti i limiti di trasporto corrispondenti alla capacità di trasporto relativa a ciascuna frontiera elettrica.

Coerentemente con quanto stabilito dal regolamento, il metodo di asta implicita per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto sull'interconnessione previsto dalla deliberazione n. 223/04 consente la gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione con soluzioni non discriminatorie fondate su criteri di mercato e non connessi con le transazioni, nonché la formazione di segnali economici verso i soggetti partecipanti al mercato e ai gestori dei sistemi di trasmissione.

D'altronde predetto metodo, in cui la gestione delle congestioni è effettuata con cadenza oraria su orizzonte giornaliero, comporta l'applicazione del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto previsto dalle condizioni per il dispacciamento stabilite dall'Autorità con la deliberazione n. 168/03 anche all'energia elettrica importata in esecuzione degli scambi transfrontalieri. Tale corrispettivo è orario, esplicitato a livello giornaliero, e pari alla differenza tra la valorizzazione dell'energia elettrica acquistata al PUN e la valorizzazione dell'energia elettrica al prezzo zonale della zona di mercato in cui avviene l'immissione dell'energia elettrica. Nel caso delle importazioni, il corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto risulta pari alla differenza tra i prezzi della zona estera ove avviene l'immissione e il PUN.

Come noto, il corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto può essere caratterizzato da un'elevata volatilità.

I CCC (Coperture costi congestione), ovvero le coperture dal rischio di volatilità del CCT attribuite dal GRTN ai sensi della deliberazione 19 novembre 2004, n. 205, sono riferiti al differenziale tra i prezzi delle zone del territorio nazionale, ovvero delle zone di mercato a esclusione delle zone estere, e il PUN. I sog-

getti importatori pertanto, anche qualora detentori di CCC, sarebbero rimasti comunque esposti al differenziale di prezzo tra le zone estere e le zone adiacenti alle zone virtuali estere che caratterizzano le frontiere elettriche cui le importazioni si riferiscono.

Corrispettivi di copertura delle congestioni sull'interconnessione (CCCI)

A riguardo l'Autorità, in aderenza a quanto previsto dal decreto 17 dicembre 2004, con la deliberazione 20 dicembre 2004, n. 224, ha disciplinato l'assegnazione di strumenti di copertura del rischio associato ai differenziali di prezzo tra zone del mercato elettrico italiano e adiacenti a zone estere su ciascuna frontiera elettrica (CCCI – Corrispettivi di copertura congestioni sull'interconnessione) sulla base di criteri di economicità, proporzionalità delle quantità richieste, sicurezza del sistema elettrico nazionale, nonché di gradualità di applicazione della normativa rispetto a quella adottata negli anni precedenti. I CCCI, distinti per frontiera elettrica, sono stati assegnati in proporzione alle richieste effettuate e ai consumi dei soggetti ammessi alla procedura di assegnazione.

I CCCI conferiscono all'assegnatario il diritto a ricevere dal GRTN, qualora positivo, per ciascuna ora del periodo a cui la copertura si riferisce, un ammontare pari al prodotto tra:

- la quota di capacità di trasporto cui è riferita la copertura dal rischio;
- la differenza tra il prezzo orario di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel MGP nella zona adiacente alla zona virtuale che caratterizza la frontiera elettrica a cui detta copertura si riferisce e il prezzo orario di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel MGP nella predetta zona virtuale diminuita di 0,03 c€ a garanzia delle coperture dal rischio assegnate.

L'assegnazione di CCCI è avvenuta a titolo gratuito e ciò ha consentito di trasferire la rendita di congestione sulle interconnessioni, pari alla differenza di prezzo tra le zone estere e quelle nazionali a esse adiacenti, direttamente ai clienti finali italiani ammessi alla procedura di assegnazione.

Per quanto riguarda gli effetti economici, in sintesi, un operatore che importa energia elettrica in Italia e che sia risultato assegnatario di CCCI per la quota di capacità di trasporto cui l'importazione si riferisce:

- nel caso sia ricorso alla conclusione di un contratto bilaterale è tenuto al pagamento al GRTN di un corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto pari alla differenza tra il prezzo di vendita dell'energia elettrica nel MGP nella zona virtuale che caratterizza la fron-

tiera elettrica a cui l'importazione si riferisce e il PUN; il predetto operatore ha però il diritto a ricevere dal GRTN un corrispettivo, come effetto dell'assegnazione del CCCI, pari alla differenza tra la valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel MGP nella zona adiacente alla zona virtuale che caratterizza la frontiera elettrica a cui l'importazione si riferisce e la valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel MGP nella predetta zona virtuale (diminuita di 0,03 c€ a garanzia delle coperture dal rischio assegnate). Il corrispettivo per l'utilizzo della capacità di trasporto effettivamente a carico dell'operatore risulta pertanto pari alla sola differenza tra la valorizzazione dell'energia elettrica venduta nella zona adiacente alla zona virtuale che caratterizza la frontiera elettrica cui l'importazione si riferisce e la valorizzazione dell'energia elettrica acquistata al PUN;

- nel caso sia ricorso al MGP, l'operatore: 1) riceve il prezzo di vendita per le immissioni nella zona virtuale estera che caratterizza la frontiera elettrica cui l'importazione si riferisce; 2) riceve, in esecuzione del CCCI, un corrispettivo pari alla differenza tra la valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel MGP nella zona adiacente alla zona virtuale che caratterizza la frontiera elettrica a cui l'importazione si riferisce e la valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel MGP nella predetta zona virtuale (diminuita di 0,03 c€ a garanzia delle coperture dal rischio assegnate); 3) versa al GME un PUN per i corrispondenti prelievi di energia elettrica con risultati economici del tutto equivalenti al caso precedente.

Quanto stabilito con le deliberazioni n. 223/04 e n. 224/04 appare coerente con il processo evolutivo di un mercato unico europeo; la risoluzione delle congestioni sull'interconnessione attraverso il MGP e la contestuale assegnazione di strumenti quali i CCCI, va infatti nella direzione di una gestione coordinata degli scambi transfrontalieri tramite meccanismi di *market coupling* e la diffusione di strumenti per la stabilizzazione del valore del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto, quali i CCC (noti anche come FTR – *Firm Transmission Right* – nella terminologia anglosassone).

La tavola di seguito riporta gli esiti delle assegnazioni di CCCI.

Coperture relative ai costi di congestione (CCC)

Ai fini dell'approvvigionamento di energia elettrica, la valorizzazione dell'energia elettrica effettuata nel sistema delle offerte porta con sé il rischio della variabilità nel tempo (a livello orario) del prezzo dell'energia. La gestione delle congestioni mediante la differenziazione zonale dei prezzi dell'energia elettrica venduta introduce un ulteriore rischio dovuto alla variabilità territoriale (zonale) del prezzo dell'energia elettrica. Infatti, sebbene nel particolare modello di mercato adottato in Italia, il prezzo di acquisto dell'energia elettri-

TAV. 3.19 ESITI DELLE ASSEGNAZIONI DI CCCI

MW

OPERATORE ASSEGNATARIO	SVIZZERA	FRANCIA	AUSTRIA	SLOVENIA	GRECIA
Aceaelectrabel Energia	13	4	2	5	
Aem Energia	8	5	1	1	5
Alpenergie Italia	13	7	2	5	
Amga Commerciale	5	2	2		
Asm Energy	32	18	2	8	
Atel Energia	13	9		6	
Azienda Energetica Trading	7	5		6	
Burgo Energia	12	6	1	4	6
Centomilacandele	13	6		1	
Cva Trading	15	8	5	3	
Dalmine Energie	14	7	2	6	
Dynameeting	13	5			
E.On Italia	7	3			
Edf Energia Italia	26	12		11	
Edison Energia	76	31	6	19	7
EGL Italia	73	34	6	18	9
Elettra Italia	10	5		4	
Eneco Trade	22	12			
Enel Energia	46	17	5	13	
Enel Trade	58	17	6	15	
Energetic Source	35	13	2	14	9
Energia E Territorio	20	10	2	7	7
Energia	33	21	6	12	
Energ.It		2			
Enipower Trading	74	28	6	16	
Esperia	9	4		1	
Estenergy	5	0			
Green Network	49	15		4	
Hera Comm	8	9			
Radici Energie	4	3			
Siet	15	7	2	4	
Syndial	3	2			
Telenergia	7	9			
Tpe	20	9	2	7	7
Trafigura Electricity Italia	7	4			
Trenta	2	0			
Totale Operatori	767	349	60	190	50

Fonte: GRTN.

ca sia uniforme sul territorio nazionale, ciò non elimina il rischio “zonale” indotto dal metodo adottato per la gestione delle congestioni interzonalì nel mercato del giorno prima.

Sia i soggetti che partecipano al MGP sia i titolari di contratti bilaterali sono esposti al rischio derivante dalla variabilità delle differenze tra il PUN e i prezzi zonalì di vendita, ovvero alla variabilità del valore del corrispettivo di utilizzo per la capacità di trasporto; in entrambi i casi gli operatori sono infatti esposti al rischio associato alla variabilità della differenza tra PUN e prezzi zonalì.

I partecipanti al MGP sono esposti alla variabilità del prezzo a cui viene valorizzata l'energia elettrica venduta o acquistata su tale mercato; poiché il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica venduta sul mercato è diverso da quello di valorizzazione dell'energia elettrica acquistata, i rischi a cui sono esposti gli operatori acquirenti e gli operatori venditori non sono simmetrici e ciò non rende possibile la copertura di tali rischi attraverso uno stesso strumento. Per esempio, un contratto per differenza (CfD) a due vie riferito al PUN copre efficacemente il rischio a cui è esposto l'operatore acquirente, ma non fornisce una copertura per l'operatore venditore, che rimane in questo caso esposto al rischio connesso con la variabilità della differenza tra prezzo zonale (a cui è valorizzata l'energia venduta) e PUN. Alternativamente, un CfD a due vie riferito al prezzo zonale copre il rischio a cui è esposto l'operatore venditore, ma non fornisce adeguata copertura del rischio per l'operatore acquirente.

I titolari di contratti bilaterali sono esposti al rischio derivante dalla variabilità del CCT, che, come si è visto, è pari alla differenza tra il prezzo unico di acquisto e il prezzo di equilibrio della zona in cui avviene l'immissione in rete dell'energia elettrica.

Quindi, sia nel caso di approvvigionamento attraverso il sistema delle offerte, sia attraverso la stipula di contratti al di fuori del medesimo sistema, gli operatori sono esposti al rischio associato alla variabilità della differenza tra PUN e prezzi di equilibrio zonalì.

Per la copertura dal rischio associato al diverso prezzo di mercato dell'energia sul territorio (differenziale spaziale) ovvero dal rischio associato alla variabilità del corrispettivo di utilizzo per la capacità di trasporto, nei disegni di mercato zonalì (o nodalì), è tipicamente prevista la cessione, da parte del GRTN, di CCC o diritti fissi di trasporto (*Firm Transmission Right*).

I CCC consentono l'esecuzione della transazione interzonale pagando un corrispettivo fisso, predeterminato e indipendente dalla valorizzazione *spot* del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto.

I CCC possono prevedere una valorizzazione implicita del diritto di trasporto o una valorizzazione esplicita del medesimo diritto:

- nella valorizzazione implicita, il detentore di un contratto CCC può trasportare predeterminate quantità orarie di energia elettrica tra le zone, senza l'onere di pagamento della differenza tra il prezzo di mercato nella zona "a valle" (mercato della destinazione dell'energia elettrica) e quello della zona "a monte" (mercato della produzione);
- nella valorizzazione esplicita, il detentore del CCC riceve dall'emittente (se positiva) o corrisponde (se negativa) la differenza tra il prezzo di equilibrio nella zona "a valle" e quello della zona "a monte" del medesimo diritto per un quantitativo orario corrispondente alla capacità indicata nel contratto CCC medesimo.

I CCC possono inoltre essere assegnati nella forma di obbligazione o nella forma di opzione.

Un CCC nella forma di obbligazione, per esempio, corrispondente a 1 MW, pone in capo al suo possessore, per ogni ora, il diritto a ricevere o l'obbligo a effettuare pagamenti commisurati alla differenza tra il valore di 1 MWh di energia elettrica nella zona a valle del transito di riferimento e il valore di 1 MWh nella zona a monte del transito stesso; dove, in entrambi i casi, il valore viene determinato con riferimento al prezzo di equilibrio nelle rispettive zone.

Un CCC nella forma di opzione corrispondente a 1 MW conferisce al suo possessore, per ogni ora, il diritto a ricevere pagamenti commisurati alla differenza, se positiva, tra il valore di 1 MWh di energia elettrica nella zona a valle del transito di riferimento e il valore di 1 MWh nella zona a monte del transito stesso; in entrambi i casi, il valore viene determinato con riferimento al prezzo di equilibrio nelle diverse zone. Nel caso in cui la suddetta differenza risulti, in un'ora, negativa, il possessore non è tenuto a effettuare alcun pagamento.

Con la deliberazione n. 205/04, l'Autorità ha disciplinato il funzionamento degli strumenti di copertura dal rischio associato alla differenza tra i prezzi zonali, prevedendo a decorrere dall'anno 2005 l'assegnazione, attraverso procedure concorsuali da parte del GRTN, di CCC con valorizzazione esplicita e nella forma di obbligazione riferiti alla differenza tra il prezzo della zona indicata nel diritto e il PUN ovvero riferiti al valore del CCT. Con la predetta deliberazione l'Autorità ha peraltro previsto per il 2005 dei limiti di partecipazione alle procedure concorsuali per l'assegnazione di CCC con durata annuale per gli operatori che non risultano effettivamente esposti al rischio contrattato, così da evitare che gli esiti delle predette procedure concorsuali possano incentivare fenomeni di speculazione o di esercizio di potere di mercato.

I CCC, così come definiti dalla sopra richiamata deliberazione n. 205/04, conferiscono al relativo detentore il diritto a ricevere dal GRTN se positivo o l'obbligo a versare a quest'ultimo se negativo un ammontare pari al prodotto tra la quan-

tà di potenza, nell'ora, cui il CCC si riferisce e la differenza tra il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica acquistata nel MGP (PUN) e il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel medesimo mercato nella zona (prezzo zonale) cui il medesimo CCC si riferisce.

I CCC possono consentire la completa copertura del rischio di prezzo per gli operatori che acquistano energia nel MGP e che hanno stipulato contratti CfD a due vie o di compravendita al di fuori del sistema delle offerte.

Lo sviluppo degli strumenti di copertura dal rischio descritti, così come quello di eventuali strumenti analoghi, sarà di estrema rilevanza al fine di incentivare l'ingresso di nuovi operatori e l'incremento degli scambi nel mercato organizzato, grazie alla possibilità di trovare forme di copertura dai rischi temporali e zonali. Tuttavia, è necessario ricordare che entrambi i contratti implicano la fissazione di prezzi il cui livello è esposto al potere negoziale delle parti; tali strumenti, pertanto, coprono il rischio di volatilità dei prezzi dell'energia, ma non eliminano il problema dell'esercizio di potere di mercato e di sfruttamento di eventuali posizioni dominanti.

Di seguito si riportano gli esiti delle procedure di assegnazione dei CCC annuali e mensili relativi all'anno 2005.

TAV. 3.20 ESITI DELLE ASSEGNAZIONI ANNUALI DI CCC

MW

RICHIEDENTE	NORD PREZZO DI ASSEGNAZIONE: 2,35 €/MWh	CENTRO-SUD PREZZO DI ASSEGNAZIONE: 0,5 €/MWh
Aceaelectrabel Trading	0	0
Aem Trading	170	0
Agac Energia	0	0
Agsm Verona	55	0
Amga Comm.Le	10	0
Asm Brescia	80	0
Atel Energia	50	0
Azienda Energetica	0	0
Cleanpower	1	0
Consorzio Eneco	0	0
Cva Trading Asu	7	0
Dalmine Energie	4	0
Dynameeting	12	0
Edf Energia Italia	10	0
Edison Trading	460	0
EGL Italia	0	0
Electra Italia	5	0

continua



TAV. 3.20 ESITI DELLE ASSEGNAZIONI ANNUALI DI CCC

SEGUE MW

RICHIEDENTE	NORD PREZZO DI ASSEGNAZIONE: 2,35 €/MWh	CENTRO-SUD PREZZO DI ASSEGNAZIONE: 0,5 €/MWh
Endesa Italia	300	0
Eneco Trade Gmbh	0	13
Enel Green Power	0	0
Enel Produzione	0	0
Enel Trade	0	0
Energetic Source	0	0
Energia E Territorio	25	0
Energia	12	0
Enipower	1.224	0
Enipower Trading	8	0
E-On Sales&Trading Gmbh	0	0
Fenice	1	0
Hera Comm	40	0
Idroelettrica	8	0
Idroenergia	115	0
Insubria Energia	2	0
Italgen	10	0
Multiutility	0	0
Net	15	0
Radici Energie	0	0
Rezia Energia Italia	0	0
Siet	0	0
Tirreno Power	0	0
Trafigura Electricity Italia	33	0
Trenta	15	0
Totale	2.672	13

Fonte: GRTN.

TAV. 3.21 ESITI DELLE ASSEGNAZIONI MENSILI DI CCC
MW; zona Nord

RICHIEDENTE	GENNAIO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 2,9 €/MWh	FEBBRAIO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 2,3 €/MWh	MARZO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 2,7 €/MWh	APRILE PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 2,9 €/MWh	MAGGIO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 3,3 €/MWh	GIUGNO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 3,3 €/MWh	LUGLIO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 3,5 €/MWh	AGOSTO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 3,1 €/MWh	SETTEMBRE PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 3,1 €/MWh	OTTOBRE PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 3,1 €/MWh	NOVEMBRE PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 2,9 €/MWh	DICEMBRE PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 2,9 €/MWh
Acea Electrabel Trading	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Aem Trading	0	10	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0
Agsm Verona	0	51	0	0	0	10	10	0	0	0	0	0
Amga Comm.Le	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Asm Brescia	0	10	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Asm Energy	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Atel Energia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Azienda Energetica Municipale	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Centomilacandele	0	44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cleanpower	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Cva Trading Asu	0	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1
Dalmine Energie	9	22	19	27	22	22	22	15	22	27	27	27
Dynameeting	0	14	2	0	0	7	6	0	4	0	0	0
Edf	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Edison Trading	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EGL Italia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Electra Italia	20	75	69	69	50	50	50	39	50	69	69	69
Endesa Italia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Enel Energia	0	0	0	0	0	30	30	10	30	5	0	0
Enel Greenpower	0	0	0	0	0	50	20	20	40	20	20	20
Enel Produzione	0	0	0	0	0	240	180	190	350	270	310	380
Enel Trade	0	0	0	0	5	50	50	35	50	5	0	5
Energia E Territorio	10	20	20	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Energia	0	56	10	1	0	0	0	0	0	0	1	1
Enipower	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Enipower Trading	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Esperia	0	32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0


 continua

TAV. 3.21 ESITI DELLE ASSEGNAZIONI MENSILI DI CCC

SEGUE MW; zona Nord

RICHIEDENTE	GENNAIO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 2,9 €/MWh	FEBBRAIO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 2,3 €/MWh	MARZO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 2,7 €/MWh	APRILE PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 2,9 €/MWh	MAGGIO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 3,3 €/MWh	GIUGNO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 3,3 €/MWh	LUGLIO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 3,5 €/MWh	AGOSTO PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 3,1 €/MWh	SETTEMBRE PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 3,1 €/MWh	OTTOBRE PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 3,1 €/MWh	NOVEMBRE PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 2,9 €/MWh	DICEMBRE PREZZO DI ASSEGNA- ZIONE: 2,9 €/MWh
Green Network	0	151	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hera Comm	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Idroelettrica	0	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1
Idroenergia	0	43	43	28	0	0	0	18	18	18	28	28
Italgen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Radici Group	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rezia Energia Italia	5	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Siet	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tirreno Power	0	6	0	0	0	52	43	0	0	0	0	0
Trenta	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Totale	46	565	188	159	109	573	443	361	598	448	489	564

Fonte: GRTN.

TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E MISURA

Aggiornamento annuale delle tariffe di trasmissione e distribuzione

Le attività di trasmissione, distribuzione e misura sono state oggetto di interventi rilevanti in materia di tariffe, continuità e qualità del servizio con l'emanazione del Testo integrato (delibera 30 gennaio 2004, n. 5) che ha definito le tariffe dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita per il periodo 2004-2007. A partire dall'1 aprile 2004, inoltre, l'acquisto delle partite di elettricità destinate dalle società distributrici ai clienti del mercato vincolato deve essere effettuato in via esclusiva tramite l'Acquirente Unico. La delibera n. 5/04 ha introdotto anche un complesso sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento sostenuti dalle imprese di distribuzione.

Secondo quanto previsto dal Testo integrato, nel mese di luglio 2004 (deliberazione n. 135 del 29 luglio 2004) l'Autorità ha provveduto ad aggiornare i parametri delle tariffe di trasmissione e di distribuzione destinati a essere applicati nell'anno 2005.

L'aggiornamento annuale è stato effettuato:

- applicando il meccanismo del *price cap* alla quota parte delle tariffe di trasmissione e distribuzione a copertura dei costi operativi e degli ammortamenti;
- aggiornando il valore del capitale investito riconosciuto ai fini tariffari a livello nazionale, per tener conto degli investimenti netti portati a termine nel corso del 2003.

L'aggiornamento annuale ha comportato una sostanziale invarianza delle componenti a copertura dei costi di trasmissione e una leggera riduzione nominale di quelle a copertura dei costi di distribuzione (pari a circa l'1 per cento).

Nell'ambito del provvedimento di aggiornamento annuale delle tariffe di trasmissione e distribuzione, l'Autorità ha anche rivisto le componenti tariffarie a copertura dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio e dei costi derivanti dal conseguimento degli obiettivi di cui al decreto del 24 aprile 2001, costi derivanti dall'adozione di interventi volti al controllo e alla gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse. In particolare, i costi riconosciuti per recuperi della qualità del servizio (componente UC₆) sono stati ridotti di oltre il 44 per cento, passando da 90 milioni di euro nel 2004 a circa 50 milioni di euro nel 2005. Con riferimento, invece, ai costi derivanti dall'adozione di interventi volti al controllo e alla gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse (componenti della tariffa di distribuzione), è stato previsto un aumento dai 10 milioni di euro del 2004 a 50 milioni di euro nel 2005 (+400 per cento).

TAV. 3.22 **CONFRONTO DELLA TARIFFA MEDIA PER I SERVIZI DI TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE AL NETTO DELLE IMPOSTE E DELLE COMPONENTI "A" PER LE DIVERSE TIPOLOGIE CONTRATTUALI**

	2004	2005	DIFFERENZA 2005-2004 c€/KWh	VARIAZIONE % 2005-2004
	TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE ^(A) c€/KWh	TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE ^(A) c€/KWh		
media BT usi domestici	3,84	3,74	- 0,10	-2,60%
BT illuminazione pubblica	1,65	1,63	- 0,02	-1,21%
BT altri usi	3,18	3,10	- 0,08	-2,52%
MT illuminazione pubblica	0,96	0,95	- 0,01	-1,04%
MT altri usi	1,30	1,28	- 0,02	-1,54%
AT	0,41	0,41	-	0,00%

(A) Includere le componenti UC₃ e UC₆.

Riunificazione della proprietà e dell'attività di gestione della rete di trasmissione nazionale

Il processo di riunificazione tra la proprietà e la gestione della rete di trasmissione elettrica nazionale è stato disegnato nell'art. 1-ter della legge n. 290/03. Questa norma ha previsto che il Governo definisse, con un apposito decreto, i criteri per procedere alla riunificazione e, successivamente, alla privatizzazione della nuova entità risultante. A garanzia dei principi di concorrenza e di parità di accesso alle infrastrutture nel settore elettrico, la stessa legge ha previsto che a partire dall'1 luglio 2007 le società operanti a monte e a valle della fase di trasmissione, sia nel settore elettrico sia nel settore del gas naturale (e, comunque, le società a controllo pubblico) non possano detenere, direttamente o indirettamente, quote superiori al 20 per cento del capitale delle società di rete.

I criteri, le modalità e le condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale sono stati così definiti con il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 11 maggio 2004 che, oltre a rafforzare quanto già stabilito dalla legge n. 290/03, ha imposto ulteriori limitazioni alla detenzione di quote proprietarie del nuovo operatore di rete e all'esercizio dei diritti di voto a tali quote legati. In particolare, circa le condizioni per la gestione della nuova società di rete, il decreto ha stabilito che essa dovrà uniformarsi ai principi di neutralità e imparzialità: per questo è stato fissato un limite di possesso azionario pari al 5 per cento (20 per cento per Enel) e un limite, pure del 5 per cento, per gli operatori del settore (quindi anche per Enel) nell'esercizio del diritto di voto per la nomina del Consiglio di amministrazione.

La quota di Enel nella società Terna S.p.A. è prevista comunque in diminuzione entro il limite del 5 per cento, già fissato per tutti gli altri azionisti, con l'ingresso della Cassa depositi e prestiti prima della fusione.

Il decreto prevede quindi che entro il 31 ottobre 2005 siano trasferiti alla società Terna, eventualmente anche attraverso conferimento, le attività, le funzioni, i beni, i rapporti giuridici attivi e passivi (ivi inclusa la titolarità delle convenzioni stipulate con le società che dispongono delle reti di trasmissione per disciplinare gli interventi di manutenzione e di sviluppo della rete e dei dispositivi di interconnessione con altre reti) facenti capo al GRTN, a eccezione delle attività afferenti alla gestione dei diritti e delle obbligazioni associati alla produzione da fonti rinnovabili e assimilate e delle partecipazioni detenute nelle società GME e Acquirente Unico.

Il decreto prevede, inoltre, che il trasferimento avvenga a titolo oneroso; e che, a tal fine, il GRTN e Terna concordino la consistenza dei beni e dei rapporti giuridici, le unità di personale da trasferire, nonché il relativo valore.

Con deliberazione del 31 gennaio 2005, n. 15, l'Autorità, ai fini del processo di

unificazione, ha confermato i criteri di riconoscimento e di copertura dei costi per l'erogazione dei servizi di trasmissione quantificando la quota parte della componente a copertura dei costi operativi del GRTN (la cosiddetta componente CTR-GRTN) afferente alle attività non oggetto di trasferimento ai sensi del decreto citato, sulla base delle informazioni di natura contabile e organizzativa rese disponibili dal GRTN nei mesi di dicembre 2004 e di gennaio 2005. Al fine di costituire un contesto di certezza, con il medesimo provvedimento, l'Autorità ha inoltre stabilito che la medesima adotterà le disposizioni necessarie a garantire la copertura, secondo criteri di efficienza, dei costi connessi con:

- l'adesione ad accordi riguardanti la compensazione dei costi correlati ai transiti di energia elettrica su reti elettriche estere derivanti dagli scambi transfrontalieri di energia elettrica, con riferimento alle partite residuali di competenza 2004, pari a circa 43 milioni di euro, e per l'intero ammontare annuo a partire dagli oneri di competenza 2005;
- la realizzazione del programma per l'adeguamento e l'eventuale miglioramento dei sistemi di difesa per la sicurezza del sistema elettrico come previsto dal decreto legge 29 agosto 2003, n. 239, per le attività di competenza del GRTN.

Nell'ambito del predetto processo di unificazione, il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 11 maggio 2004 prevede che il GRTN predisponga un documento integrato contenente le regole tecniche, di carattere obiettivo e non discriminatorio, per l'accesso e l'uso della rete elettrica nazionale di trasmissione e delle apparecchiature direttamente connesse, per l'interoperabilità delle reti e per l'erogazione del servizio di dispacciamento, nonché i criteri generali per lo sviluppo e la difesa della sicurezza della rete elettrica nazionale di trasmissione e per gli interventi di manutenzione della medesima rete (il cosiddetto Codice di rete); e che, il Ministero delle attività produttive e l'Autorità verifichino, per quanto di rispettiva competenza, la conformità del Codice di rete alle direttive dai medesimi emanate.

Con deliberazione 30 dicembre 2004, n. 250, a valle di un procedimento di consultazione avviato il 19 novembre 2004, l'Autorità ha emanato direttive al GRTN per l'adozione del predetto Codice di rete.

Con deliberazione n. 79 del 29 aprile 2005, l'Autorità ha approvato il Codice di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica predisposto dal GRTN a condizione che entro il 24 maggio il Codice stesso venga modificato e integrato in base alle osservazioni messe a punto dall'Autorità. La stessa deliberazione prevede una serie di incombenze a cui il GRTN dovrà far seguito entro il 30 novembre 2005.

Razionalizzazione delle reti di distribuzione

Il decreto legislativo n. 79/99 ha dato il via a un processo di graduale razionalizzazione dell'attività di distribuzione sia attraverso l'aggregazione delle imprese distributrici – il decreto ha previsto il rilascio di una sola concessione per ambito comunale – sia attribuendo alle società partecipate dagli enti locali la facoltà di chiedere a Enel la cessione dei rami d'azienda operanti l'attività di distribuzione nel territorio comunale dove le stesse imprese servono almeno il 20 per cento delle utenze oppure in ambiti territoriali contigui con il prerequisite, in questo caso, di servire almeno 100.000 clienti.

Nel periodo 2000-2002 il processo di riorganizzazione dell'attività di distribuzione è stato particolarmente intenso con il trasferimento da Enel alle società partecipate dagli enti locali di più di un milione e mezzo di clienti finali, interessando 27 comuni tra cui Roma, Milano, Torino, Verona e Parma.

Nel successivo biennio 2003-2004 sono state portate a termine ulteriori operazioni di cessione di reti di Enel che hanno coinvolto circa 61 comuni, tra cui Brescia, per un totale di 140.000 utenti. In data 21 dicembre 2004 Enel Distribuzione S.p.A. ha sottoscritto un contratto preliminare per la cessione del ramo d'azienda dell'intera provincia di Trento a SET Distribuzione S.p.A. (trattasi di circa 222.000 clienti e 6.700 km di rete).

Nel periodo 2000-2004 l'attività di distribuzione relativa a 13 comuni è stata ceduta a Enel Distribuzione completamente con un trasferimento di circa 14.100 clienti e parzialmente in 46 comuni con un trasferimento di circa 2.000 clienti.

Misura e tariffe incentivanti

L'Autorità ha da tempo promosso la diffusione di tariffe che prevedano una differenziazione per raggruppamenti orari del prezzo dell'energia elettrica e, conseguentemente, attribuisce grande importanza all'adeguamento tecnologico dei sistemi di misura dell'energia elettrica (contatori).

La diffusione di tariffe con articolazione del prezzo dell'energia elettrica su più raggruppamenti orari:

- consente di trasferire ai clienti finali un segnale di prezzo più aderente ai costi connessi con l'erogazione del servizio elettrico rispetto a un sistema di tariffazione di tipo monorario;
- offre ai clienti finali l'opportunità di ridurre la spesa sostenuta per il consumo di energia elettrica;
- incentiva l'uso razionale da parte dei clienti finali della capacità di generazione di energia elettrica e della capacità di trasporto delle reti di trasmissione;

TAV. 3.23 CESSIONE DI PORZIONI DI RETE DA PARTE DI ENEL DISTRIBUZIONE

IMPRESA ACQUIRENTE	CITTÀ	N. COMUNI OGGETTO DI CESSIONE	N. CLIENTI FINALI	STIPULA DEL CONTRATTO	EFFICACIA DEL CONTRATTO
AC.E.G.A.S. (oggi ACEGAS - APS)	Trieste	1	812	29/03/2000	31/03/2000
AMIAS (oggi AMIAS Servizi)	Selvino (BG)	1	10	23/09/2000	12/12/2000
AMPS	Parma	1	40.669	27/12/2000	01/01/2001
AMSP (oggi AEB Distribuzione)	Seregno (MI)	1	111	29/03/2001	31/03/2001
AEM Tirano	Tirano (SO)	1	20	24/05/2001	01/06/2001
ACEA (oggi ACEA Distribuzione)	Roma	2	710.000	27/06/2001	01/07/2001
AEM Torino	Torino	1	293.000	21/12/2001	31/12/2001
ASSM	Tolentino (MC)	1	25	21/12/2001	01/01/2002
ASPM di Soresina	Soresina (CR)	1	26	28/02/2002	01/03/2002
Azienda San Severino Marche	San Severino Marche (MC)	1	1.224	01/03/2002	01/03/2002
AEM Cremona	Cremona	1	2.286	21/03/2002	01/04/2002
ASM Sondrio	Sondrio	1	40	28/03/2002	01/04/2002
SEM Morbegno	Morbegno (SO)	4	6.464	23/04/2002	01/05/2002
AMI Imola (incorporata in HERA)	Imola (BO)	4	104	28/06/2002	01/07/2002
SIEC Chiavenna	Chiavenna (SO)	2	198	28/06/2002	01/07/2002
AEM Milano	Milano	2	387.625	29/10/2002	01/11/2002
AGSM Verona	Verona	2	91.403	29/11/2002	01/12/2002
A.S.P. Polverigi (oggi ASTEA)	Polverigi (AN)	1	186	19/12/2002	01/01/2003
Idroelettrica Valcanale	Tarvisio (UD)	1	754	19/12/2002	01/01/2003
A.T.EN.A.	Vercelli	1	2.137	20/12/2002	01/01/2003
AMET	Trani (BA)	1	2.182	31/01/2003	01/02/2003
AMG (oggi IRIS)	Gorizia	1	1.617	28/02/2003	01/03/2003
AIM	Vicenza	1	7.929	30/05/2003	01/06/2003
A.M.E.A.	Paliano (FR)	1	244	29/08/2003	01/09/2003
ASM Terni	Terni	1	6.300	29/12/2003	31/12/2003
ASM Brescia (oggi ASMEA)	Brescia	46	100.205	30/12/2003	31/12/2003
ASM Voghera	Voghera (PV)	1	1.671	26/02/2004	01/03/2004
Camuna Energia	Cedegolo (BS)	2	457	27/04/2004	01/05/2004
ASTEA	Recanati (MC)	2	4.084	21/12/2004	31/12/2004
Odoardo Zecca	Ortona (CH)	2	9.000	23/12/2004	31/12/2004
Totale		88	1.670.783		

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Enel Distribuzione.

sione e di distribuzione. Ciò comporta un utilizzo più efficiente del mix di impianti di generazione e un minore rischio di scompensi tra richiesta di potenza e capacità di produzione e di trasporto dell'energia elettrica.

Più in generale, incentivando lo spostamento dei consumi di energia elettrica verso raggruppamenti orari in cui la domanda è inferiore, la diffusione di tariffe biorarie/multiorarie può favorire la riduzione del costo complessivo di erogazione del servizio elettrico.

In tale prospettiva, per quanto riguarda i clienti finali non domestici facenti ancora parte del mercato vincolato, l'Autorità ha previsto fin dall'anno 2002 l'applicazione di una componente tariffaria a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica differenziata su fasce orarie, applicata in funzione della presenza presso i clienti stessi di un contatore in grado di rilevare l'energia elettrica prelevata in ciascuna fascia oraria.

Più recentemente, il Testo integrato approvato con deliberazione dell'Autorità n. 5/04, ha previsto piani di installazione dei suddetti misuratori, con scadenze temporali differenziate a seconda del livello di tensione e della potenza disponibile. Relativamente ai clienti finali del mercato vincolato con contratti per l'utenza domestica in bassa tensione (clienti domestici), l'Autorità ha emanato nel mese di marzo 2005 un Documento per la consultazione con proposte finalizzate:

- a indurre tutte le imprese distributrici a installare presso i propri clienti domestici contatori tecnologicamente avanzati, in grado di rilevare i consumi elettrici su due o più raggruppamenti orari;
- ad assicurare la rapida messa a disposizione ai clienti domestici di strutture tariffarie che premiano lo spostamento dei consumi verso le ore a basso carico, limitando nel contempo (e al limite annullando) il rischio che il mancato spostamento dei consumi si traduca per i medesimi clienti in un aggravio di costo;
- a identificare le informazioni minime circa il profilo di prelievo (ripartizione dei consumi nei vari raggruppamenti orari), che le imprese distributrici devono rendere disponibili ai propri clienti domestici presso i quali sia stato installato un contatore tecnologicamente avanzato.

VENDITA FINALE SUL MERCATO LIBERO

Evoluzione del mercato libero

Con l'entrata in vigore dell'art. 21, comma 1, lettera b), della Direttiva europea 26 giugno 2003 (2003/54/CE), dall'1 luglio 2004 tutti i clienti, eccetto i domestici, hanno la possibilità di accedere al mercato libero dell'elettricità.

Considerando che quanto contenuto in tale norma era incondizionato e sufficientemente dettagliato anche nelle more del recepimento della Direttiva europea, l'Autorità ha ritenuto di adeguare le proprie disposizioni in vigore fino a quel momento in materia di riconoscimento della qualifica di cliente idoneo. Con la delibera 30 giugno 2004, n. 107, l'Autorità ha infatti determinato il venir meno dell'impianto normativo esistente incentrato sulla delibera 13 marzo 2003, n. 20, che definiva le modalità per la verifica dei requisiti d'idoneità, dal momento che dall'1 luglio 2004 la condizione di cliente finale "non civile" è esclusivamente collegata all'attività economica svolta dal soggetto. Per questo tutti i soggetti non domestici sono da considerarsi idonei e quindi liberi di scegliere la controparte contrattuale e di contrattare le condizioni della fornitura, fatti salvi i profili regolati. Al riconoscimento di tale diritto è comunque correlata la facoltà di mantenere la propria collocazione sul mercato vincolato, a meno di non esercitare la facoltà di recesso nei termini disciplinati con delibera 20 ottobre 1999, n. 158. In caso di mancato esercizio di detta facoltà, permane, in capo ai soggetti distributori/venditori, l'obbligo di garantire la fornitura nei termini di cui all'art. 4, del decreto legislativo n. 79/99.

Con la medesima delibera n. 107/04 l'Autorità ha confermato gli obblighi informativi, precedentemente in vigore, per cui gli esercenti il servizio di distribuzione e vendita hanno comunicato, con la prima fatturazione utile, sia l'opportunità per i propri clienti di poter stipulare contratti di acquisto di energia elettrica con un fornitore di propria scelta sia che, nel caso in cui non si intenda esercitare il diritto di recesso, il contratto in essere stipulato sul mercato vincolato rimane valido.

Come si rileva dalla tavola 3.24, l'apertura del mercato a tutti i clienti non domestici ha coinvolto oltre 7 milioni di punti di prelievo, ampliando di circa 25,5 TWh il volume di energia prelevata da clienti idonei; il prelievo medio per cliente è passato così da poco meno di 700.000 kWh a 28.658 kWh, evidenziando la trasformazione del mercato potenzialmente libero successivamente all'1 luglio 2004. Il prelievo medio varia significativamente a livello regionale. In particolare passa dai quasi 48.000 kWh di Lombardia e Friuli Venezia Giulia agli appena 12.000 kWh della Calabria; infatti, Lombardia, Friuli Venezia Giulia, Veneto e Sardegna sono le regioni in cui è maggiore il quantitativo di energia elettrica

TAV. 3.24 MERCATO POTENZIALE

	CLIENTI IDONEI AL 30 GIUGNO 2004		CLIENTI IDONEI AL 31 DICEMBRE 2004	
	NUMERO CLIENTI ^(A)	PRELIEVO – ESCLUSI AUTOCONSUMI (TWh) ^(B)	NUMERO CLIENTI ^(A)	PRELIEVO (TWh) ^(B)
Val d'Aosta	366	0,6	27.571	0,8
Piemonte	13.498	18,6	592.996	19,3
Lombardia	42.220	46,9	1.067.014	51,0
Liguria	4.518	3,9	274.247	4,4
Veneto	31.260	20,6	579.889	23,5
Trentino Alto Adige	5.102	3,6	160.151	4,3
Friuli Venezia Giulia	5.609	6,7	151.948	7,3
Emilia Romagna	49.378	17,7	600.131	19,4
Toscana	15.121	10,8	554.922	14,4
Marche	5.883	4,1	217.874	5,6
Umbria	5.024	5,8	126.250	4,7
Lazio	40.889	11,0	712.675	14,1
Abruzzo	17.865	5,5	170.529	5,0
Molise	583	0,9	45.377	1,2
Campania	16.850	9,5	611.710	10,6
Puglia	7.340	6,2	535.321	8,6
Basilicata	1.205	1,5	83.763	1,8
Calabria	3.029	1,5	251.551	3,0
Sicilia	8.456	8,7	607.729	10,2
Sardegna	4.272	8,1	221.264	8,5
Italia	278.468	192,0	7.592.912^(C)	217,6^(C)

A) Numero di punti di prelievo.

(B) Dati relativi al 2003.

(C) Non è inclusa la rete ferroviaria Italiana (con prelievi pari a 4,4 TWh).

Fonte: Banca dati clienti idonei e dichiarazioni dei gestori delle reti di distribuzione.

prelevato dalla rete per ogni cliente finale.

A fronte di questo irrisorio prelievo per singolo utente finale idoneo, invece, i clienti, che al 31 dicembre 2004 risultavano effettivamente approvvigionarsi sul mercato libero, hanno prelievi di circa 1 GWh, evidenziando come la possibilità della contrattazione bilaterale sia ancora prerogativa dei clienti con consumi maggiori. In assoluto sono Liguria, Calabria e Veneto le regioni in cui i consumatori, che hanno deciso di approvvigionarsi sul mercato libero, fanno rilevare consumi ben al di sotto della media nazionale (meno di 500.000 kWh). Al contrario in regioni come Umbria, Molise, Basilicata e Sardegna, il prelievo medio per singolo cliente passato sul mercato libero risulta essere più del doppio di

quello nazionale (Tav. 3.25).

Alla fine del 2004 i 126.606 punti di prelievo che risultavano approvvigionarsi sul mercato libero hanno complessivamente prelevato un totale di 127,8 TWh, che equivale al 60,4 per cento dei prelievi dei soggetti idonei. Tale percentuale risulta dalla media delle percentuali di mercato effettivamente libero di ogni regione ponderate con i prelievi delle regioni stesse. Se ai 217,6 TWh di energia prelevata dalla rete dai clienti idonei si aggiunge anche quella consumata dalla Rete ferroviaria italiana, la quota di energia fornita sul mercato libero scende di un solo punto percentuale.

Un rapido confronto tra le due tavole consente di rilevare come i quasi 90 TWh di energia fornita a clienti idonei sul mercato vincolato siano prelievi effettuati da utenti molto piccoli con prelievi medi che si aggirano intorno ai 12.000 kWh e che almeno fino al dicembre 2004 hanno preferito continuare ad acquistare energia elettrica presso il distributore locale.

Friuli Venezia Giulia, Sardegna e Umbria risultano essere le regioni in cui in as-

TAV. 3.25 MERCATO LIBERO AL 31 DICEMBRE 2004

	NUMERO CLIENTI ^(A)	PRELIEVO (TWh)	QUOTA % SUL MERCATO POTENZIALE
Val d'Aosta	429	0,5	69,5
Piemonte	7.616	12,3	63,5
Lombardia	22.005	32,7	64,0
Liguria	5.037	2,3	52,6
Veneto	32.608	15,8	67,2
Trentino Alto Adige	3.256	2,4	55,6
Friuli Venezia Giulia	4.462	5,4	74,2
Emilia Romagna	15.397	11,6	59,6
Toscana	7.109	8,0	55,2
Marche	3.303	3,0	53,1
Umbria	1.228	3,3	71,3
Lazio	6.485	6,2	44,3
Abruzzo	1.957	3,1	61,8
Molise	316	0,8	65,0
Campania	3.710	4,4	41,3
Puglia	2.895	3,8	44,9
Basilicata	507	1,1	60,0
Calabria	1.884	0,9	29,8
Sicilia	4.037	4,2	40,9
Sardegna	2.365	6,1	72,3
Italia	126.606	127,8	60,4

(A) Numero di punti di prelievo.

Fonte: Elaborazioni AEEG su dichiarazioni dei gestori delle reti di distribuzione.

soluta la quota di energia fornita sul mercato libero è più elevata (rispettivamente 74 per cento, 72 per cento e 71 per cento); ciò nonostante esse pesano solo per l'11,5 per cento sulle quantità vendute complessivamente. Per contro, Lombardia e Veneto concorrono da sole a determinare il 38 per cento dell'intero mercato libero. Le quantità vendute sul mercato libero in Molise, Calabria e Basilicata pesano singolarmente meno di un punto percentuale sul totale nazionale.

Opzioni di approvvigionamento del mercato libero: importazioni e CIP6

Negli scorsi anni la disponibilità di energia elettrica ritirata dal GRTN da impianti CIP6 e l'allocatione dei diritti relativi alla capacità di importazione avevano rappresentato, per i clienti idonei, una fonte di approvvigionamento che permetteva la differenziazione dell'offerta di energia elettrica in attesa dell'apertura della borsa e di un mercato maggiormente concorrenziale sul lato dell'offerta.

Quest'anno, pur permanendo elementi di continuità con la normativa del 2004, sia le assegnazioni di energia CIP6 sia la regolazione delle importazioni, più che a una differenziazione dell'offerta, mirano all'introduzione, attraverso l'elaborazione di strumenti finanziari, di meccanismi in grado di ridurre, per gli utenti del settore elettrico, i rischi di volatilità del prezzo di approvvigionamento che si forma in borsa. Si tratta dei contratti per differenza introdotti nella vendita dell'energia CIP6 e delle assegnazioni di copertura del rischio connesse con la regolazione delle importazioni per l'anno 2005.

Assegnazioni CIP6

Nel 2004, il GRTN, seguendo le indicazioni del decreto del Ministero delle attività produttive 29 gennaio 2004, aveva identificato per il mercato libero 3.520 MW annuali di potenza CIP6 e 200 MW di potenza assegnabile trimestralmente; all'Acquirente Unico, e dunque al mercato vincolato, venivano riservati 880 MW di potenza annuale nonché le quote residue di generazione CIP6, ovvero le quote di generazione in CIP6 per le quali non era prevedibile garantire un'immissione costante per tutto il 2004.

Nella tavola 3.26 si riportano i totali delle assegnazioni CIP6 suddivisi tra mercato idoneo e vincolato. La marcata differenza tra la potenza disponibile nel 2004 rispetto al 2005 è motivata dalle modalità di cessione dell'energia, esposte in seguito, e non dall'incremento della generazione in CIP6.

Diversamente da quanto previsto per il 2003, quando la capacità in CIP6 era stata allocata con procedura d'asta, per il 2004 le modalità di assegnazione prevedevano un criterio pro-quota, in base al quale ai clienti finali idonei che ne avessero fatta richiesta, venivano attribuite bande di ampiezza fissa di 1 MW per un profilo costante su base annuale o trimestrale. In caso di richieste supe-

TAV. 3.26 ASSEGNAZIONE CAPACITÀ CIP6 2004-2005

MW

	2004	2005
Capacità totale disponibile	4.600	5.800
Destinata ai clienti idonei	3.720	3.480
Di cui su base annuale	3.520	3.480
Di cui su base trimestrale	200	
Destinata all'Acquirente Unico	880	2.320

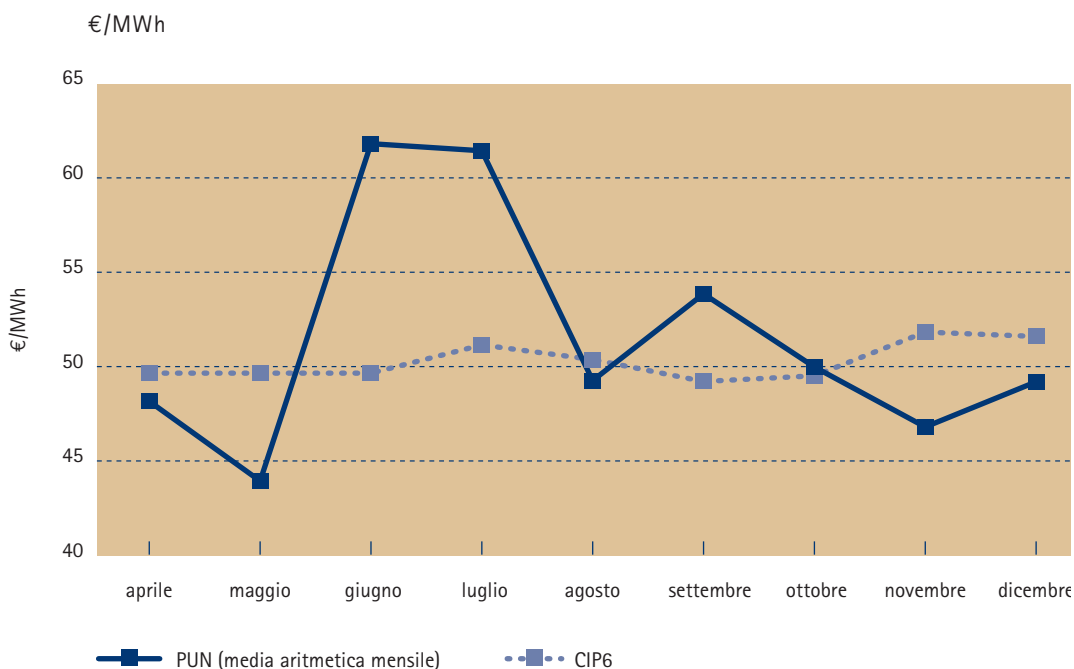
Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN.

riori alla disponibilità di energia CIP6 si provvedeva a una riduzione proporzionale per tutti i richiedenti.

Il prezzo di assegnazione del 2004 era definito dalla somma di una componente fissa stabilita in 25 €/MWh e di una componente variabile pari al 67,9 per cento del valore del Ct sino all'1 luglio 2004, e successivamente indicizzata sia al parametro Ct sia al prezzo medio di borsa.

Un'ulteriore novità rispetto al 2003 consisteva nell'adozione del medesimo criterio di definizione del prezzo di assegnazione per il mercato idoneo e per il mercato vincolato.

FIG. 3.10 CONFRONTO TRA PUN E PREZZO MEDIO DI ACQUISTO DI ENERGIA CIP6 NEL 2004



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN e GME.

Il prezzo medio di acquisto dell'energia CIP6 per l'anno 2004 da parte dei clienti idonei è stato pari a 50,77 €/MWh confrontabile con i 51,61 €/MWh corrispondenti alla media aritmetica del PUN; la figura 3.10 riporta l'andamento del costo di approvvigionamento per gli assegnatari delle bande in CIP6 nel periodo aprile-dicembre 2004 rispetto al costo che avrebbero dovuto sostenere se si fossero approvvigionati in borsa elettrica.

Per la capacità CIP6 relativa al 2005, il decreto del Ministero delle attività produttive 24 dicembre 2004 ha confermato il criterio di assegnazione pro-quota per le bande mentre ha introdotto un'importante innovazione rispetto alle modalità di pagamento dell'energia elettrica corrisposta.

In sostanza il decreto ha stabilito un prezzo fisso valido per tutto l'anno 2005 che gli assegnatari delle bande si devono impegnare a riconoscere al GRTN. Il prezzo è costante per tutte le ore dell'anno e le partite economiche tra clienti idonei e il GRTN sono definite dalla sottoscrizione di un contratto per differenze.

I clienti idonei titolari delle bande CIP6 pertanto si approvvigioneranno direttamente sul mercato elettrico per i quantitativi conseguiti a seguito dell'assegnazione.

Per le ore in cui il prezzo di borsa si dovesse rilevare superiore ai 50 €/MWh il GRTN corrisponderà la differenza tra questo prezzo e il prezzo orario registrato sul mercato elettrico; viceversa, nell'evento di prezzi di borsa inferiori ai 50 €/MWh, gli assegnatari riconosceranno al GRTN la differenza tra il prezzo di borsa e il prezzo che si sono impegnati a pagare.

Questa modalità di cessione dell'energia CIP6 legata da un contratto di natura finanziaria permette di scollegare le quote assegnabili in CIP6 da quelle effettivamente a disposizione in ciascuna ora dell'anno sulla base delle immissioni degli impianti in convenzione.

Come riportato nella tavola 3.26, infatti, è stato possibile per il 2005 identificare da subito una disponibilità di 5.800 MW su base annuale, corrispondente a una cessione di 50.800 GWh, mentre per il 2004 la potenza disponibile per l'assegnazione pro-quota risultava di 4.600 MW pari a una generazione di circa 40.300 GWh; più o meno 16.000 GWh, equivalenti a una potenza costante di circa 1.800 MW, corrispondevano ad assegnazioni residue destinate all'Acquirente Unico.

Import

L'entrata in vigore del regolamento 1228/2003/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 hanno innovato profondamente il quadro di riferimento in materia di scambi interfrontalieri di energia elettrica.

Come noto il regolamento prescrive che gli Stati membri adottino meccanismi di mercato per la soluzione delle congestioni sulle reti di interconnessione. La sua applicazione, che in sostanza prevede il ricorso a meccanismi di asta per assegnare la capacità di interconnessione disponibile, è motivata dall'intento di rafforzare il processo di integrazione dei mercati europei attraverso una gestio-

ne efficiente delle congestioni in grado di fornire segnali e incentivi agli investimenti in nuova capacità di interconnessione. Ancora nel 2004 la capacità di interconnessione veniva assegnata con criterio pro-quota agli operatori con determinate caratteristiche di prelievo.

Il decreto del Ministero delle attività produttive del 17 dicembre 2004 ha disposto che l'assegnazione delle capacità di trasporto sulla rete di interconnessione sia effettuata mediante un metodo di asta implicita sulla base di offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica, ovvero ha equiparato le importazioni alle zone in cui è suddiviso il mercato elettrico italiano. Il decreto, inoltre, ha definito le modalità e le condizioni dell'*import* per l'anno 2005 identificando le quantità totali destinate ai diversi soggetti, e prescrivendo all'Autorità di adottare le disposizioni necessarie a introdurre nel processo di assegnazione della capacità di interconnessione le caratteristiche di mercato imposte dal regolamento europeo.

In conformità al decreto 17 dicembre 2004 e al termine di un lavoro di consultazione con gli operatori, avviato con il Documento per la consultazione del 6 agosto 2004, la delibera n. 223/04 ha identificato le disposizioni per l'anno 2005 in materia di gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione e ha raccomandato, contestualmente all'applicazione del metodo di asta implicita, di accompagnare tale meccanismo di mercato con l'introduzione di coperture finanziarie da distribuire ai clienti finali.

La delibera n. 224/04 ha previsto che il GRTN assegni, con criterio pro-quota e a titolo gratuito, un numero di certificati di copertura finanziaria per un totale corrispondente alla capacità di importazione disponibile.

Al titolare dei certificati, ovvero al cliente finale idoneo, si è quindi riconosciuto il diritto ad avere rimborsata l'eventuale differenza di prezzo dell'energia elettrica tra la zona d'importazione e l'adiacente zona del mercato italiano, ovvero il diritto a essere esonerato dal pagamento degli eventuali oneri derivanti dalle congestioni.

Con questo meccanismo di copertura finanziaria garantita ai clienti idonei con criterio pro-quota si è perseguito il duplice obiettivo di diminuire il rischio associato ai differenziali di prezzo tra le zone del mercato elettrico italiano e le adiacenti zone estere e di permettere, grazie all'assegnazione gratuita dei certificati, che sia il cliente idoneo assegnatario a beneficiare di tali differenziali.

Con avviso del 27 dicembre 2004 il GRTN ha reso noto il quantitativo di coperture del rischio associate alla capacità di trasporto di riferimento nonché i relativi coefficienti di correzione per i diversi periodi dell'anno.

La disomogeneità degli approcci adottati tra i diversi gestori di reti interessati all'interconnessione con l'Italia costituisce un elemento di criticità.

La diversità di regolazione riscontrata sia nei paesi oggetto del regolamento

1228/2003/CE sia nei paesi non appartenenti all'Unione, rischia di determinare da una parte una inefficace ottimizzazione nell'assegnazione della capacità di trasporto con conseguente mancato sfruttamento della capacità disponibile, dall'altra la formazione di prezzi distorti ai fini della valorizzazione della capacità di trasporto medesima. Infine, potrebbe far sorgere problematiche nella gestione della sicurezza della rete di interconnessione.

Nella tavola seguente vengono riportati i principali elementi caratterizzanti la gestione delle congestioni per l'importazione in Italia effettuata dai paesi confinanti per l'anno 2005.

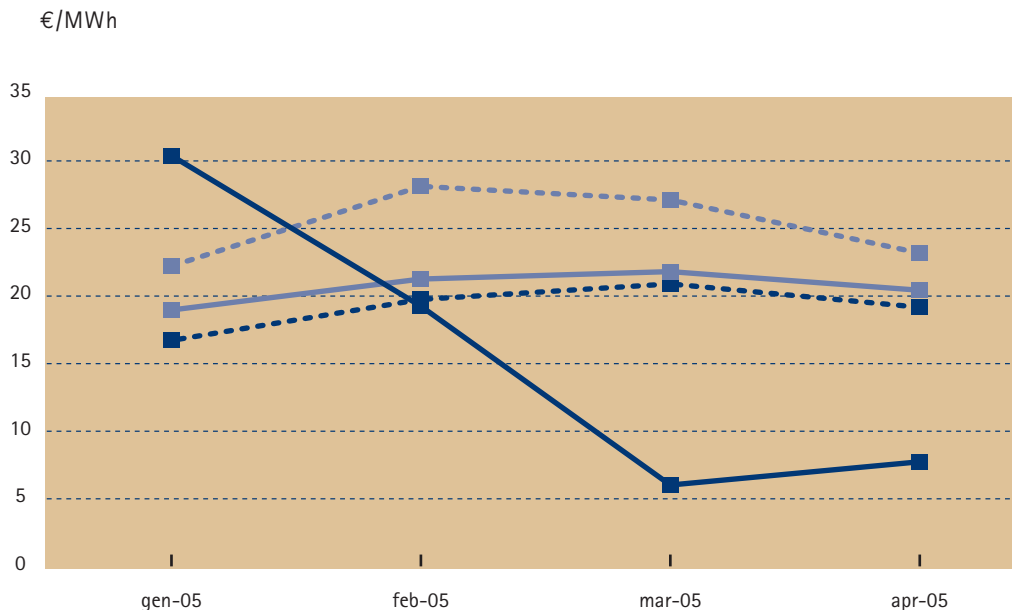
Infine, nel grafico della figura 3.11 vengono riportati i valori medi, minimi e massimi dei prezzi di assegnazione della capacità di interconnessione in base al meccanismo di asta esplicita relativamente alla capacità assegnata al gestore di rete francese.

Ai valori riscontrati nei primi mesi del 2005, viene affiancata la differenza tra il prezzo registrato nella zona nord del mercato elettrico italiano e il prezzo della borsa francese. A fronte di un'elevata volatilità nelle differenze tra i prezzi di borsa in Italia e Francia, i risultati delle aste appaiono relativamente stabili e sembrano potere fornire un valore maggiormente indicativo circa il differenziale di prezzo su base annuale.

TAV. 3.27 **DIVERSI APPROCCI NELLA GESTIONE DELLA CONGESTIONE NEI PAESI CONFINANTI**

STATO	REGOLAMENTO	METODO PREVISTO	APPLICAZIONE
Francia	Sì	Asta esplicita (<i>pay as bid</i>)	Aste mensili
Svizzera	NO	Assegnazione esplicita sulla base di accordi tra le imprese elettriche svizzere integrate	
Austria	Sì	Asta esplicita al netto dei contratti pre-assegnati	Nessuna asta effettuata in quanto la capacità di trasporto è risultata totalmente impegnata in precedenti contratti
Slovenia	NO	Assegnazione esplicita in via riservata a categorie indicate per legge	Di fatto l'assegnazione è riservata a imprese di produzione in Slovenia
Grecia	Sì	Asta esplicita	Accesso riservato per legge a imprese di produzione situate in Grecia

FIG. 3.11 ANDAMENTO DELLE ASTE PER LA CAPACITÀ DI INTERCONNESSIONE FRANCIA-ITALIA E CONFRONTO CON I PREZZI DEL NORD ITALIA



	gen-05	feb-05	mar-05	apr-05
■ Differenza Nord-Francia	30,39	19,25	6,02	7,74
■ Prezzo medio aste	18,97	21,26	21,81	20,43
■ Prezzo minimo	16,72	19,75	20,90	19,17
■ Prezzo massimo	22,22	28,12	27,11	23,18

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Rte.

VENDITA FINALE SUL MERCATO VINCOLATO

Approvvigionamento dell'Acquirente Unico

L'entrata in operatività del sistema delle offerte e del dispacciamento di merito economico, avvenuta il 1° aprile 2004, ha profondamente modificato le modalità di approvvigionamento di energia elettrica. È in tale contesto che il decreto del Ministro delle attività produttive del 19 dicembre 2003 ha assegnato all'Acquirente Unico la titolarità della funzione di garante della fornitura ai clienti del mercato vincolato, precedentemente espletata da Enel. L'Acquirente Unico è pertanto incaricato di approvvigionarsi dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, minimizzando i costi e i rischi di approvvigionamento. A tal fine è previsto che esso possa ricorrere a diverse modalità di approvvigionamento.

La tavola 3.28 riporta i volumi di energia elettrica acquistata dall'Acquirente Unico nel periodo aprile-dicembre 2004. Dalla tavola è possibile constatare co-

me, per i propri approvvigionamenti, l'Acquirente Unico abbia sottoscritto contratti al di fuori del sistema delle offerte (CIP6, importazioni e altri contratti bilaterali) e contratti differenziali per un totale appena superiore all'80 per cento del suo fabbisogno, mentre per il restante 20 per cento dei suoi acquisti si sia approvvigionato nella borsa elettrica, attraverso il servizio dello scambio.

Nella tavola 3.29 sono riportate le quote del portafoglio dell'Acquirente Unico non soggette al rischio prezzo connesso con la volatilità dei prezzi di borsa. Circa il 50 per cento delle coperture dell'Acquirente Unico è rappresentato da contratti bilaterali fisici (14 per cento CIP6, 12 per cento *import* e 24 per cento altri contratti bi-

TAV. 3.28 APPROVVIGIONAMENTO DELL'ACQUIRENTE UNICO NEL PERIODO APRILE-DICEMBRE 2004

GWh

	F1	F2	F3	F4	TOTALE
Acquisti di energia elettrica al di fuori del sistema delle offerte di cui:	4.547	12.417	8.489	37.771	63.225
CIP6	1.366	3.639	2.422	9.828	17.255
Import annuali	1.009	2.946	2.085	9.587	15.627
Bilaterali	2.172	5.832	3.983	18.355	30.343
Servizio di scambio MGP di cui:	7.211	17.670	10.732	26.968	62.581
contratti differenziali	4.868	11.812	6.190	15.486	38.356
Totale	11.758	30.087	19.221	64.739	125.806

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

TAV. 3.29 PORTAFOGLIO DELL'ACQUIRENTE UNICO NEL PERIODO APRILE-DICEMBRE 2004

Composizione percentuale

	INCIDENZA DELLE FONTI DI APPROVVIGIONAMENTO NON SOGGETTE AL RISCHIO PREZZO SUL TOTALE DEL FABBISOGNO - APRILE-DICEMBRE 2004				
	F1	F2	F3	F4	TOTALE
CIP6	12	12	13	15	14
Importazioni	9	10	11	15	12
Altri contratti bilaterali	18	19	21	28	24
Differenziali	41	39	32	24	30
Totale	80	81	76	82	81

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

lateralmente) contro una quota pari al 30 per cento ricoperta da contratti differenziali. Con riferimento al 2005 il peso previsto per ciascuna fonte di approvvigionamento rispetto al totale del fabbisogno dell'Acquirente Unico si attesta su valori simili a quelli del 2004 per quanto riguarda il CIP6 e le importazioni, ma cambia sensibilmente per i contratti bilaterali. Rispetto al 2004, infatti, la quota di coperture da contratti conclusi al di fuori del sistema delle offerte dovrebbe ridursi al 27 per cento del totale del fabbisogno, contro il 50 per cento del 2004. Tale diminuzione è da imputarsi all'assenza di contratti bilaterali fisici all'interno del portafoglio di approvvigionamento.

Per quanto attiene ai contratti differenziali, l'Acquirente Unico ha realizzato nel mese di dicembre 2004 e nel mese di gennaio 2005 aste discriminatorie al ribasso rispetto al prezzo iniziale fissato dal banditore per l'acquisto di coperture. Le aste hanno avuto per oggetto sei prodotti per un totale di 17.725 megawatt. Questi prodotti sono contratti differenziali a "una via" con un prezzo *strike* (€/MWh) e un premio (€/MW/anno) differenziati per ciascun prodotto. È utile precisare che i contratti differenziali a "una via" sono economicamente equivalenti a opzioni esercitate dall'Acquirente Unico tutte le volte in cui il PUN è superiore al prezzo *strike* previsto nel contratto.

La quota di portafoglio coperta con contratti, cioè la quantità per cui il contratto differenziale viene esercitato, dipende dai prezzi di borsa effettivi. Per i mesi di gennaio, febbraio e marzo tale quota è risultata di poco superiore al 45,3 per cento del totale del fabbisogno.

La tavola 3.30 riporta la stima dei volumi di approvvigionamento e le relative modalità di valorizzazione per il 2005.

Per quanto riguarda le modalità di valorizzazione, le differenze rispetto all'anno 2004 sono da ricercarsi principalmente nelle diverse modalità di fissazione dei corrispettivi relativi ai contratti differenziali. Nel 2004 i contratti differenziali erano di tipo a "due vie", ovvero impegnavano la controparte a riconoscere (ricevere) ad (da) Acquirente Unico, la differenza, se positiva (negativa), tra il prezzo di mercato e il prezzo *strike* di riferimento moltiplicata per la quantità prevista dal contratto. I contratti differenziali a "una via", invece, come già ricordato, sono economicamente equivalenti a opzioni esercitate dall'Acquirente Unico tutte le volte in cui il PUN è superiore al prezzo *strike* previsto nel contratto e, quindi, impegnano la controparte a versare all'Acquirente Unico un corrispettivo pari a tale differenza per la quantità aggiudicata nel contratto a fronte di premio di importo certo.

TAV. 3.30 APPROVVIGIONAMENTO DELL'ACQUIRENTE UNICO PREVISTO PER IL 2005

FONTE	DESCRIZIONE QUANTITÀ	STIMA QUANTITÀ PER IL 2005 (GWh)	% SUL TOTALE DEL FABBISOGNO DELL'ACQUIRENTE UNICO	PREZZO
Bande CIP6	È previsto che l'Acquirente Unico disponga del 40% delle bande CIP6 assegnate	20.323	12,8	50 €/MWh
Importazioni annuali	È previsto che l'Acquirente Unico disponga di diritti di utilizzo di capacità di trasporto per l'importazione per una quota non inferiore al 26% del totale della capacità di importazione	4.226	2,7	Definito nell'ambito del contratto
Importazioni pluriennali	2.000 MW	15.027	9,5	PG
Altre importazioni	Extramaglia (utenze italiane attaccate a reti estere) e contratto con Edf	2.480	1,6	Prezzo contrattato
Contratti bilaterali	-	-	-	-
Decreto legislativo n. 387/03	È l'energia elettrica acquistata da Acquirente Unico dai gestori di rete ai sensi del decreto legislativo n. 387/03	3.193	2,0	Prezzo di cessione dell'Acquirente Unico alle imprese distributrici
Borsa elettrica al netto degli acquisti CIP6 (MGP)	La quota rimanente per soddisfare la domanda del mercato vincolato	113.083	71,4	
di cui: acquisti senza copertura		33.299	21,0	Prezzo unico nazionale
di cui: acquisti coperti da contratti differenziali	16.725 MW per il mese di gennaio, 17.725 MW da febbraio	79.784	50,4	Asta discriminatoria al ribasso rispetto al prezzo a base d'asta con prezzi <i>strike</i> fissi o indicizzati a seconda dei contratti
	Totale fabbisogno	158.333	100,0	

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico aggiornati al 5 maggio 2005.

Trasferimento dei costi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico sui clienti finali

Prima della partenza della borsa, ossia fino a tutto il mese di marzo 2004, i corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento a carico dei clienti del mercato vincolato venivano determinati sulla base del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso (PG), stabilito in via amministrata dall'Autorità. Esso era articolato in una componente a copertura dei costi fissi, determinata *ex ante* a livello annuale sulla base dei costi fissi di generazione a livello naziona-

le, e in una componente a copertura dei costi variabili (il cosiddetto parametro Ct, definito come il costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali), aggiornata trimestralmente sulla base di un meccanismo predeterminato. A partire dal mese di aprile 2004, i costi sostenuti dall'Acquirente Unico per l'acquisto dell'energia elettrica e quale utente del dispacciamento vengono trasferiti ai clienti finali vincolati tramite le tariffe amministrative applicate dalle imprese distributrici e aggiornate trimestralmente dall'Autorità. In merito, nel corso del 2004, l'Autorità ha precisato e reso pubbliche le metodologie con le quali procede all'aggiornamento delle tariffe di vendita per i clienti del mercato vincolato. Le soluzioni adottate perseguono tre principali finalità:

- la copertura dei costi sostenuti dai distributori per l'acquisto dall'Acquirente Unico dell'energia elettrica destinata ai propri clienti del mercato vincolato;
- la definizione di una tariffa che dia un corretto segnale di costo ai clienti finali relativamente al proprio comportamento sui consumi, in particolare a quelli di dimensioni medio/grandi caratterizzati da una maggiore elasticità della domanda al prezzo;
- il contenimento dell'impatto della volatilità dei costi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico sui corrispettivi di vendita per i clienti finali, in particolare con riferimento ai clienti di piccole dimensioni.

In termini applicativi, a partire dal mese di aprile 2004, i corrispettivi tariffari a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento sono determinati dall'Autorità con l'obiettivo di coprire i costi sostenuti dalle imprese distributrici per l'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai propri clienti del mercato vincolato. Il prezzo pagato dalle imprese distributrici per l'approvvigionamento dell'energia elettrica corrisponde al prezzo di cessione che, a sua volta, riflette i costi di acquisto e di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente Unico. Conseguentemente, ai fini della determinazione dei corrispettivi tariffari a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento l'Autorità fa riferimento al livello dei prezzi di cessione dell'energia elettrica dall'Acquirente Unico alle imprese distributrici.

All'inizio di ciascun trimestre, l'Autorità fissa il valore degli elementi della tariffa di vendita per i clienti vincolati a copertura rispettivamente dei costi di acquisto dell'energia elettrica (elemento PC) e del servizio di dispacciamento (elemento OD), sulla base delle previsioni di costo del portafoglio dell'Acquirente Unico e delle previsioni del GRTN.

Le modalità di calcolo degli elementi PC e OD sono diverse tra tariffe monorarie (tendenzialmente le tariffe applicate alla clientela domestica e ai piccoli consu-

matori in bassa tensione) e tariffe multiorarie (le tariffe applicate principalmente ai clienti vincolati in media e alta tensione).

Gli elementi PC e OD per i clienti con tariffa monoraria rappresentano una stima della media annua (con riferimento all'anno solare a cui appartiene il trimestre oggetto di aggiornamento) rispettivamente del costo di acquisto dell'energia elettrica e del costo di dispacciamento attribuibile a ciascuna tipologia di clientela tenuto conto del livello di tensione e del proprio profilo di prelievo. Tale modalità di calcolo, coerentemente con gli obiettivi sopra descritti, consente di contenere l'impatto della volatilità dei costi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico sulla tariffa finale.

Nel caso dei clienti con tariffa multioraria, invece, gli elementi PC e OD sono calcolati come media trimestrale (con riferimento al trimestre oggetto di aggiornamento) rispettivamente del costo di acquisto dell'energia elettrica e del costo di dispacciamento e si differenziano solamente per livello di tensione in ragione del diverso livello di perdite associato. Ne consegue che gli elementi PC e OD multiorari risultano maggiormente volatili ma, nel contempo, più coerenti con l'articolazione temporale dei costi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico.

Poiché, come descritto, l'Autorità, in ciascun trimestre, fissa i valori degli elementi PC e OD sulla base di dati previsionali dei costi che l'Acquirente Unico sosterrà per l'acquisto dell'energia elettrica e per il dispacciamento (relativamente ai tre mesi successivi per le multiorarie, e ai mesi mancanti alla fine dell'anno solare per le monorarie), detti valori possono risultare non perfettamente in linea con i costi a consuntivo effettivamente sostenuti. Tale situazione comporta l'emergere di un'esigenza di recupero in tariffa degli eventuali scostamenti tra previsione dell'Autorità e consuntivo dei costi dell'Acquirente Unico, per garantire l'equilibrio economico delle imprese distributrici. In termini applicativi, in ciascun trimestre l'Autorità, oltre ad aggiustare le proprie previsioni sul futuro, procede a verificare l'emergere di significativi scostamenti tra previsioni e dati a consuntivo dei costi impliciti nei livelli tariffari fissati dall'Autorità nei trimestri precedenti e a rettificare il valore degli elementi PC e OD per compensare tali scostamenti.

Il sistema illustrato è completato da uno specifico meccanismo di perequazione (finanziato dalla componente tariffaria UC_1) che, su base annuale, garantisce alle imprese distributrici che il costo di approvvigionamento dei clienti del mercato vincolato sia "passante". Più precisamente tale meccanismo assicura il perfetto equilibrio tra i costi sostenuti per pagare l'Acquirente Unico in relazione all'energia da questi fornita e destinata ai clienti vincolati e i ricavi che il distributore ha ottenuto dall'applicazione delle tariffe amministrative fissate dall'Autorità ai medesimi clienti vincolati.

La tavola 3.31 riporta i costi totali e medi di acquisto e di dispacciamento e il prezzo medio di cessione per il periodo aprile-dicembre 2004. Quest'ultimo è

TAV. 3.31 COSTI DI ACQUISTO E DI DISPACCIAMENTO A CARICO DELL'ACQUIRENTE UNICO NEL PERIODO APRILE-DICEMBRE 2004

	F1	F2	F3	F4	TOTALE
<i>Costi di acquisto energia elettrica (Mln €)</i>					
MGP	849,119	1.230,075	656,326	1.168,400	3.903,920
al di fuori del sistema delle offerte	464,784	781,795	473,200	1.463,145	3.182,924
contratti per differenza	16,341	14,269	0,446	0,888	31,944
altri corrispettivi(A)	-0,743	-15,530	-12,324	-22,887	-51,484
Totale costi di acquisto	1.329,501	2.010,610	1.117,648	2.609,546	7.067,304
Quota del prezzo di cessione a copertura dei costi di acquisto (c€/kWh)	11,32	6,69	5,82	4,04	5,62
<i>Costi di dispacciamento (Mln €)</i>					
Elemento OD ^(B)	35,07	82,74	52,02	175,60	345,42
Elemento CD ^(C)	46,81	47,11	16,22	-	110,14
Elemento INT ^(D)	84,60	87,09	30,20	-	201,89
Elemento DP ^(E)	1,18	3,01	1,92	6,47	12,58
Totale costi di dispacciamento	167,65	219,94	100,36	182,07	670,03
Quota del prezzo di cessione a copertura dei costi di dispacciamento (c€/kWh)	1,43	0,73	0,52	0,28	0,53
Totale prezzo di cessione (c€/kWh)	12,74	7,42	6,34	4,32	6,16

A) Si tratta dei corrispettivi per l'assegnazione dei diritti d'utilizzo della capacità di trasporto (deliberazione n. 48/04, Allegato A, art. 42), della componente di riduzione del prezzo di cessione (deliberazione n. 171/04, art. 5) e dei corrispettivi di non arbitraggio (deliberazioni n. 48/04 e n. 122/04).

(B) L'elemento OD copre gli oneri di dispacciamento.

(C) L'elemento CD copre la remunerazione della capacità produttiva.

(D) L'elemento INT copre la remunerazione del servizio di interrompibilità.

(E) L'elemento DP copre gli oneri del GRTN per la riconciliazione dell'energia elettrica oggetto di fornitura per il mercato vincolato nel 2001.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

stato pari a 61,16 €/MWh di cui 56,2 € sono da attribuire alla quota parte dei costi di acquisto e i restanti 5,3 €/MWh ai costi di dispacciamento.

Per quanto riguarda il corrispettivo riconosciuto all'Acquirente Unico per il proprio funzionamento nel 2004, la deliberazione del 29 settembre 2004, n. 171, ha stabilito che il medesimo Acquirente Unico trattenesse una quota pari a 8,2 milioni di euro dal margine generato dalla compravendita di energia CIP6 nel corso del primo trimestre 2004 (pari a 84,7 milioni di euro). La restante parte del citato margine è stata portata a riduzione della quota parte del prezzo di cessione a copertura dei costi di acquisto.

PREZZI E TARIFFE DELL'ENERGIA ELETTRICA

Energia elettrica e inflazione Nonostante un andamento delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi in sostanziale continua ascesa dalla primavera 2003, negli ultimi due anni la dinamica della tariffa elettrica è rimasta molto contenuta.

L'indice di prezzo dell'energia elettrica, rilevato dall'Istituto nazionale di statistica, nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC), ha mantenuto, infatti, un andamento decrescente per un intero anno (compreso tra luglio 2003 e giugno 2004), per poi registrare in luglio e in ottobre 2004 due aumenti relativamente modesti.

Più in dettaglio, con l'ausilio della tavola 3.32, è possibile osservare come nell'aprile 2003 la crescita dell'indice di prezzo ha raggiunto un punto di massimo relativo pari al 5,7 per cento sull'anno precedente, ma ha preso poi a rallentare nei mesi successivi fino ad annullarsi nel corso dell'ultimo trimestre del 2003. In ragione d'anno l'aumento è stato del 2,8 per cento, leggermente superiore al tasso di inflazione: in termini reali, quindi, il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie è aumentato di un modesto 0,3 per cento.

Il calo è proseguito sino all'estate del 2004; negli ultimi due trimestri dell'anno, invece, il proseguire del rafforzamento delle tensioni sui mercati internazionali

TAV. 3.32 INDICI MENSILI ISTAT DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA

Numeri indice 1995=100 e variazioni percentuali

MESI	2003				2004			
	PREZZO NOMINALE	VAR. % 2003-2002	PREZZO REALE ^(A)	VAR. % 2003-2002	PREZZO NOMINALE	VAR. % 2004-2003	PREZZO REALE ^(A)	VAR. % 2004-2003
Gennaio	103,3	5,3	85,7	2,4	101,2	-2,0	82,1	-4,1
Febbraio	103,3	5,3	85,5	2,8	101,2	-2,0	81,9	-4,3
Marzo	103,3	5,4	85,2	2,6	101,2	-2,0	81,8	-4,0
Aprile	103,6	5,7	85,3	3,1	98,6	-4,8	79,5	-6,8
Maggio	103,6	4,6	85,1	2,1	97,8	-5,6	78,6	-7,6
Giugno	103,6	4,6	85,1	2,0	97,8	-5,6	78,5	-7,7
Luglio	102,6	1,3	84,1	-1,3	98,7	-3,8	79,1	-5,9
Agosto	102,6	1,3	83,9	-1,4	98,7	-3,8	79,0	-5,9
Settembre	102,6	1,3	83,8	-1,4	98,7	-3,8	79,0	-5,7
Ottobre	101,2	-0,1	82,5	-2,5	99,7	-1,5	79,8	-3,4
Novembre	101,2	-0,1	82,3	-2,5	99,7	-1,5	79,7	-3,2
Dicembre	101,2	-0,1	82,3	-2,5	99,7	-1,5	79,6	-3,2
Media annua	102,7	2,8	84,2	0,3	99,4	-3,2	79,9	-5,2

(A) Rapporto percentuale tra l'indice di prezzo dell'energia elettrica e l'indice generale (esclusi i tabacchi).

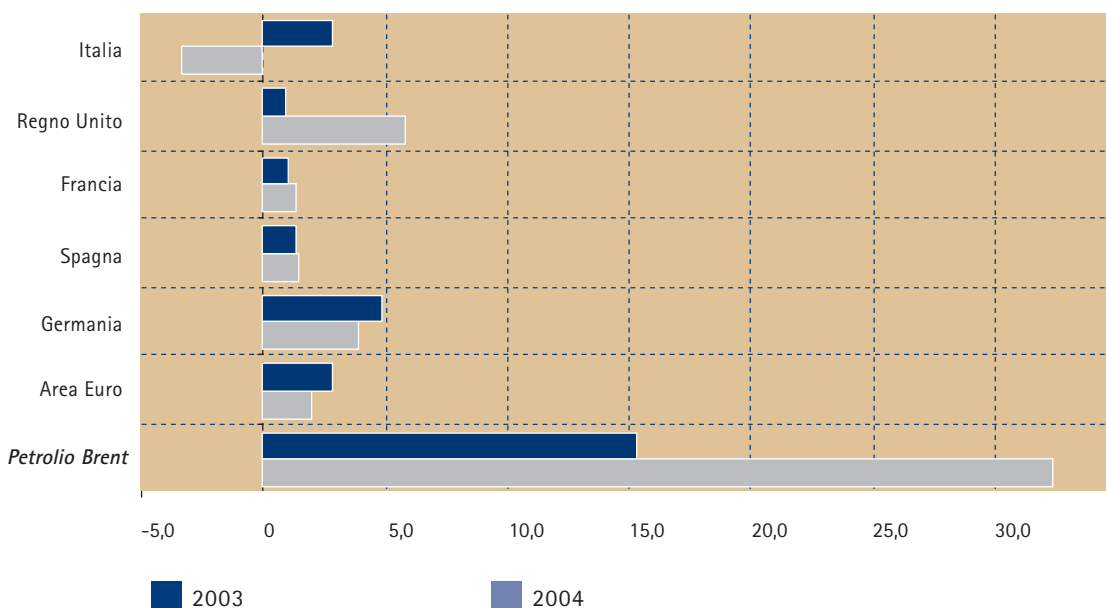
Fonte: Elaborazioni su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività - indici nazionali.

dei combustibili ha dato origine a due aumenti consecutivi dell'indice (rispettivamente dello 0,9 e dell'1 per cento), che non sono tuttavia riusciti a invertire il segno della dinamica tendenziale. Il 2004 si è dunque chiuso con un tasso d'inflazione per l'elettricità che, in ragione d'anno, si è ridotta del 3,2 per cento; poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è cresciuto del 2,1 per cento, il prezzo dell'energia elettrica risulta diminuito in termini reali di oltre cinque punti percentuali. Nel 2004, dunque, l'energia ha contribuito a contenere il tasso d'inflazione di quasi mezzo punto percentuale.

Interessante è anche osservare, per lo stesso periodo, l'andamento del prezzo dell'energia elettrica italiana nel confronto con i principali paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti da Eurostat (Fig. 3.12).

FIG. 3.12 **VARIAZIONI DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA NEI PRINCIPALI PAESI EUROPEI**

Variazioni percentuali sull'anno precedente



Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

A fronte di una variazione del prezzo del petrolio Brent superiore al 30 per cento nel 2004 (riprodotta per memoria nel grafico), si nota come l'Italia sia l'unico paese in cui il prezzo dell'energia elettrica ha registrato una riduzione, mentre in tutte le altre nazioni si sono registrate variazioni positive. Gli aumenti più marcati si sono registrati in Germania (4 per cento) e nel Regno Unito (5,9 per cento), vale a dire nei due paesi in cui più elevata è la quota di generazione termoelettrica, mentre rincari più contenuti, nell'ordine dell'1,5 per cento, si sono avuti in Francia e Spagna, dove maggiore è la quota di energia elettrica prodotta con fonti non legate al petrolio (nucleare nel caso della Francia e idroelettrica nel caso della Spagna).

Tariffa elettrica media nazionale

L'andamento dell'indice Istat dei prezzi al consumo per la voce energia elettrica trova conferma nel movimento della tariffa media nazionale al netto delle imposte calcolata dall'Autorità. Dopo avere raggiunto il livello di 10,60 c€/kWh nel secondo trimestre del 2003 la tariffa media nazionale ha seguito un *trend* decrescente raggiungendo il valore minimo di 10,04 c€/kWh in corrispondenza del secondo trimestre 2004. Nel trimestre successivo si è verificata un'inversione di tendenza, alimentata dalla ripresa delle quotazioni internazionali dei combustibili, che ha spinto il tasso tendenziale di crescita dallo zero dell'ultimo trimestre 2004 al 6,3 per cento del secondo trimestre 2005. Ad aprile 2005 la tariffa, al netto del carico fiscale, risultava pertanto pari a 10,67 c€/kWh. Il grafico della figura 3.14 evidenzia come sia il nuovo meccanismo di aggiornamento tariffario in vigore dall'avvio della borsa elettrica sia le modalità di approvvigionamento dell'Acquirente Unico abbiano consentito di contenere e diluire nel tempo l'impatto delle tensioni che hanno caratterizzato i mercati internazionali dei combustibili a partire dal secondo trimestre 2004, riducendo in tal modo i possibili effetti negativi sulla fascia più debole della clientela derivanti dalla transizione da un mercato all'ingrosso amministrato a un mercato basato su meccanismi concorrenziali.

La componente a copertura dei costi fissi di trasmissione, distribuzione e misura (inclusi quelli per la commercializzazione del servizio di vendita nonché le com-

FIG. 3.13 **TARIFFA ELETTRICA MEDIA NAZIONALE AL NETTO DELLE IMPOSTE: ANDAMENTO NEGLI ULTIMI DUE ANNI**

c€/kWh

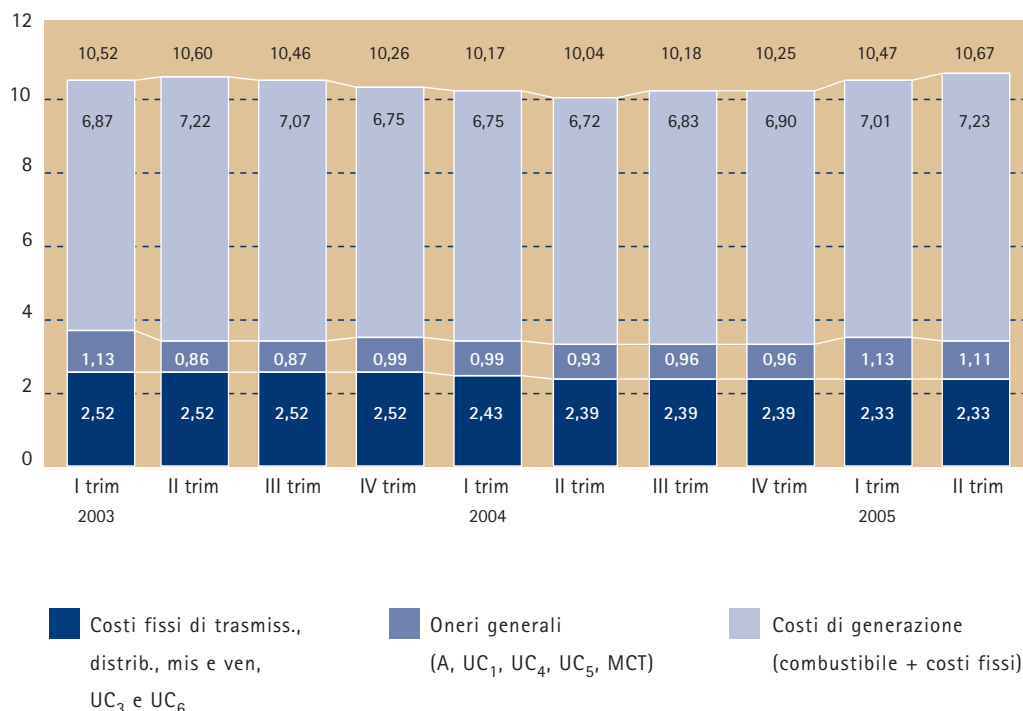
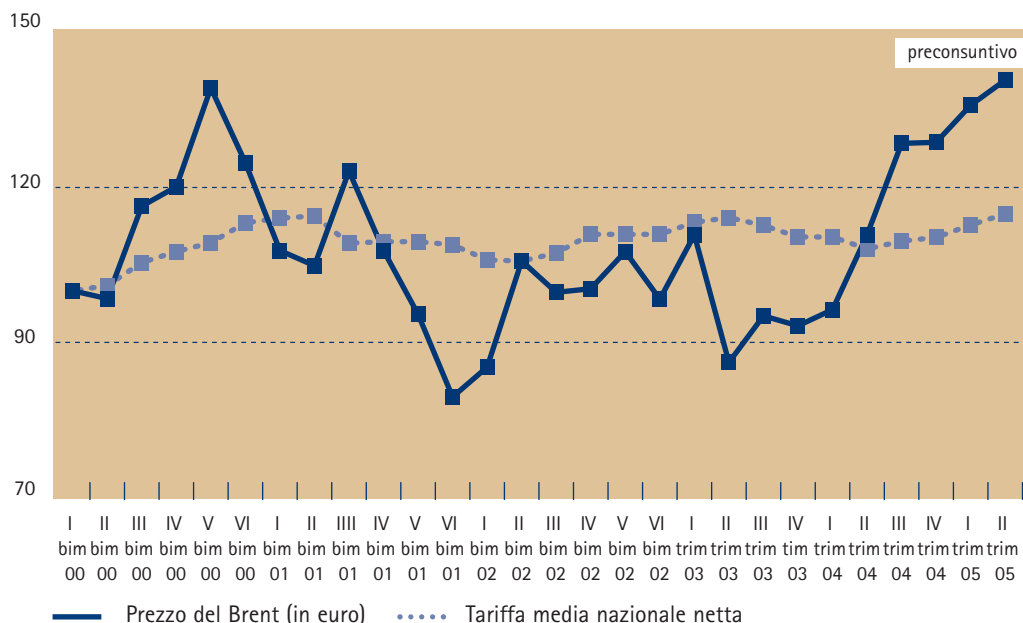


FIG. 3.14 ANDAMENTO DELLA TARIFFA ELETTRICA MEDIA NAZIONALE E DEL PREZZO DEL PETROLIO (*BRENT DATED*)

Numeri indici, 1° bimestre 2000 = 100



ponenti tariffarie UC_3 e UC_6 in quanto attinenti alla perequazione dei costi di trasmissione e distribuzione e ai recuperi di continuità del servizio) incideva per il 24 per cento della tariffa totale al netto delle imposte nel primo trimestre 2003. Nel secondo trimestre 2005 l'aggregato corrispondente è pari a 2,33 c€/kWh e rappresenta il 21,8 per cento della tariffa netta (il 19,7 per cento della tariffa al lordo delle imposte). La componente a copertura dei costi di commercializzazione della vendita, che dall'aprile 2004 è possibile evidenziare separatamente, è pari a 0,03 c€/kWh.

Complessivamente i costi di produzione pesavano per il 65,3 per cento della tariffa netta nel primo trimestre 2003 mentre ad aprile 2005 tale incidenza è aumentata di oltre due punti percentuali (67,8 per cento al netto delle imposte e 61 per cento al lordo delle imposte). I costi di produzione, corrispondenti a 7,23 c€/kWh, comprendono, oltre alla componente a copertura dei costi fissi e variabili di generazione, le seguenti ulteriori voci di costo:

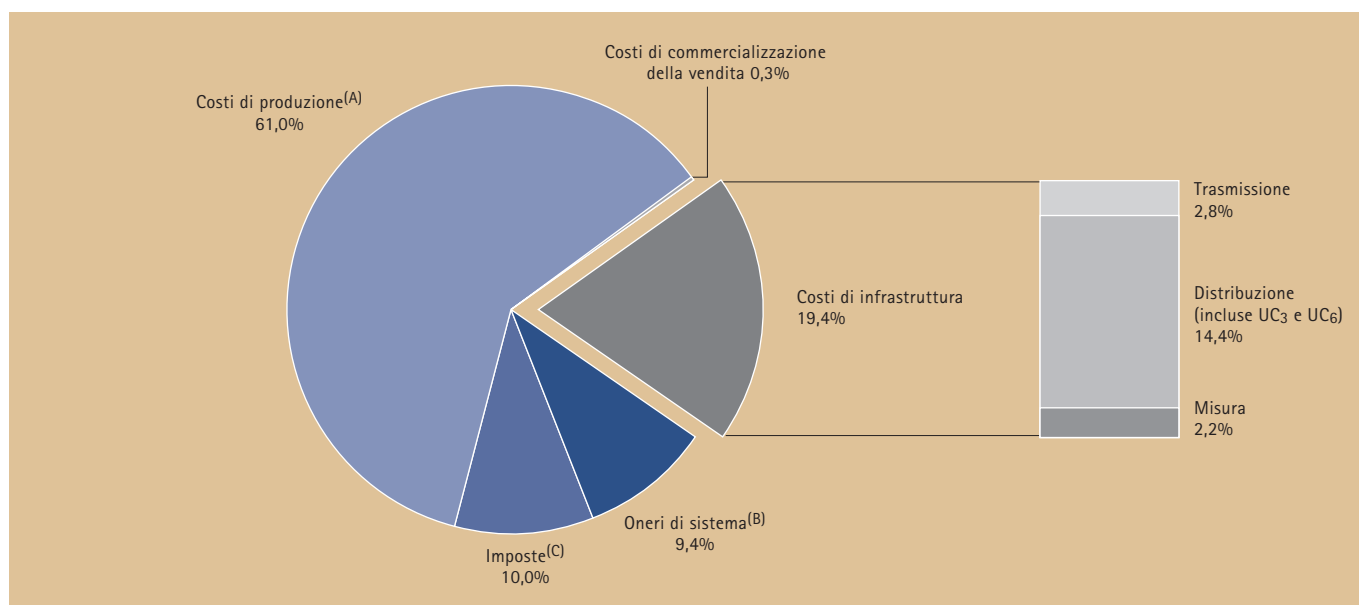
- oneri per i certificati verdi (componente VE), pari a 0,02 c€/kWh; tale componente è stata introdotta nel primo trimestre 2003 per consentire ai produttori, che cedevano la propria energia al mercato vincolato, di coprire i costi per l'acquisto di certificati verdi; con l'avvio della borsa elettrica i produttori possono ora recuperare tali costi modificando opportunamente i prezzi offerti per cui il valore di tale componente è stato ridimensionato nel tempo ed è destinato a esaurirsi una volta recuperati i costi pregressi;

- remunerazione della capacità produttiva pari a 0,06 c€/kWh (componente CD); si tratta di un incentivo, collegato all'andamento dei prezzi di borsa, ai produttori affinché rendano disponibili gli impianti nei periodi di maggiore richiesta di energia elettrica;
- remunerazione dei contratti interrottibili (componente INT), pari a 0,15 c€/kWh;
- oneri del GRTN per la riconciliazione dell'energia elettrica oggetto di forniture al mercato vincolato nel 2001 (componente RD), pari a 0,01 c€/kWh.

Le ultime tre voci di costo sono state introdotte nel secondo trimestre 2004 in concomitanza con l'entrata in operatività della borsa elettrica.

L'entità degli oneri generali di sistema (incluse alcune componenti tariffarie UC) e la loro incidenza sulla tariffa media, dopo un periodo di relativa stabilità nel 2004, sono aumentati all'inizio del 2005 in seguito alla valorizzazione della componente per la perequazione dei costi di approvvigionamento (UC₁), all'introduzione della nuova componente MCT per le compensazioni territoriali (si veda il paragrafo dedicato agli oneri nucleari) e all'incremento della componente tariffaria a copertura degli *stranded cost* (A₆). Nel secondo trimestre 2005 tali oneri ammontano in media a 1,11 c€/kWh e incidono sulla tariffa complessiva al netto delle imposte per il 10,4 per cento (9,4 per cento della tariffa lorda).

FIG. 3.15 **TARIFFA ELETTRICA MEDIA NAZIONALE AL LORDO DELLE IMPOSTE**
Composizione percentuale all'1 aprile 2005



- (A) I costi di produzione comprendono il costo del combustibile, i costi fissi di generazione, il costo del dispacciamento, gli oneri per i CV, la remunerazione della capacità produttiva e del servizio di interrottibilità, gli oneri per la riconciliazione dell'energia elettrica nel 2001.
- (B) Gli oneri di sistema includono tutte le componenti A, le componenti UC₁, UC₄, UC₅ e la nuova componente MCT.
- (C) Le imposte sono calcolate pro-forma pari al 10 per cento della tariffa media nazionale.

ONERI GENERALI

Attività della Cassa conguaglio per il settore elettrico Nell'ambito delle sue funzioni di carattere amministrativo-contabile la Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE), come disciplinato dal Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo 2004-2007, gestisce i seguenti conti afferenti al settore elettrico:

- Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue alimentato dal gettito della componente tariffaria A_2 ; per il 2004 tale conto ha avuto altresì la finalità di finanziare le misure di compensazione territoriale a favore dei siti che ospitano centrali nucleari e impianti del ciclo del combustibile nucleare;
- Conto oneri per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale (si veda anche il paragrafo dedicato agli oneri nucleari), alimentato dalla componente tariffaria MCT, istituita dall'Autorità e attivata il 1° gennaio 2005;
- Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate alimentato dal gettito della componente tariffaria A_3 ; il conto ha anche la finalità di coprire le spese per il funzionamento dell'Osservatorio nazionale sulle fonti rinnovabili previsto dal decreto legislativo n. 387/03;
- Conto per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali (per esempio, per Ferrovie dello Stato S.p.A.; Società Terni, Comuni rivieraschi ecc.) alimentato dal gettito della componente tariffaria A_4 ;
- Conto per il finanziamento dell'attività di ricerca alimentato dal gettito della componente tariffaria A_5 ;
- Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione, alimentato dal gettito della componente A_6 ;
- Conto per la perequazione dei costi di acquisto dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato alimentato dalla componente tariffaria UC_1 ; tale componente è stata attivata con la deliberazione n. 252 del 30 dicembre 2004, prima della quale aveva valore pari a zero;
- Conto per la perequazione dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione alimentato dalla componente tariffaria UC_3 applicata sull'energia fatturata all'utenza del mercato vincolato; le finalità del conto sono di perequare la differenza tra i costi sostenuti dalle imprese distributrici per il trasporto e i ricavi derivanti dalle opzioni tariffarie stabilite dall'Autorità e di finanziare il sistema di perequazione specifica aziendale secondo quanto disposto dalla deliberazione n. 96 del 22 giugno 2004;
- Conto per le integrazioni tariffarie alle imprese elettriche minori alimentato

dal gettito della componente UC₄ che, dal secondo trimestre 2005 si applica sia ai clienti del mercato vincolato sia ai clienti del mercato libero; la componente A₈, istituita al fine di sostituire la UC₄, è stata soppressa con la deliberazione n. 54 del 30 marzo 2005;

- Conto oneri per recuperi di continuità del servizio alimentato dalla componente tariffaria UC₆;
- Conto oneri derivanti da misure e interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali dell'energia; questo conto è finanziato dalle componenti della tariffa per la distribuzione dell'energia elettrica come previsto dall'art. 9 dei due decreti del Ministero delle attività produttive del 20 luglio 2004;
- Conto oneri certificati verdi alimentato dal gettito della componente tariffaria VE;
- Conto oneri per la compensazione delle perdite di energia elettrica alimentato dal gettito della componente UC₅;
- Conto per la gestione dei contributi a copertura degli oneri connessi con il servizio di interrompibilità 2004-2006 (costituito con deliberazione 29 aprile 2004, n. 63).

Alcuni di questi conti perseguono finalità tipicamente perequative mentre altri assicurano la copertura dei cosiddetti oneri generali del sistema elettrico, ovvero di quei costi che devono inevitabilmente, in quanto finalizzati al finanziamento di attività di interesse generale, ricadere sulla collettività dei clienti, sia del mercato libero, sia del mercato vincolato.

In aggiunta alle tradizionali funzioni di carattere contabile-amministrativo, il nuovo Testo integrato ha disposto che la CCSE ai fini delle determinazioni di sua competenza, possa procedere ad accertamenti di natura amministrativa, tecnica, contabile e gestionale, consistenti nell'audizione e nel confronto dei soggetti coinvolti, nella ricognizione di luoghi e impianti, nella ricerca, verifica e comparazione di documenti, sancendo così il conferimento di un potere di accertamento nei confronti dei soggetti amministrati.

In questo secondo ambito di competenza rientrano le attività affidate alla CCSE in materia di:

- ricerca di sistema (si veda oltre il paragrafo "Ricerca di sistema");
- verifiche e sopralluoghi su impianti che producono energia elettrica da fonti rinnovabili, fonti assimilabili a quelle rinnovabili e sugli impianti di cogenerazione; per l'anno 2005 sono previsti interventi ispettivi su 50 impianti;
- attività istruttoria in materia di perequazione specifica aziendale;
- attività istruttorie a supporto della rideterminazione da parte dell'Autorità degli oneri nucleari e delle relative attività di verifica;

- regimi tariffari speciali: la deliberazione n. 148 del 9 agosto 2004 ha affidato alla CCSE la gestione amministrativa dei regimi tariffari speciali, compresa la verifica della sussistenza dei requisiti per l'ammissione agli stessi, sopprimendo le disposizioni dell'art. 73 del Testo integrato che prevedevano il calcolo e la corresponsione della componente compensativa da parte delle imprese distributrici;
- efficienza energetica: i decreti del Ministero delle attività produttive del 20 luglio 2004 hanno affidato alla CCSE un ruolo incisivo e centrale nell'ambito del sistema di incentivazione. La CCSE dovrà, in primo luogo, provvedere a erogare i contributi previsti a fronte della consegna di Titoli di efficienza energetica di tipo I (elettricità) da parte dei distributori a valere sul Conto oneri derivanti da misure e interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali dell'energia; in secondo luogo dovrà provvedere a ripartire tra le Regioni e le Province autonome, sulla base del programma e dei criteri di ripartizione trasmessi dal Ministero delle attività produttive, le risorse finanziarie accantonate ai sensi dei precedenti decreti del 24 aprile 2001 e devolute per il 50 per cento all'effettuazione di diagnosi energetiche e alla progettazione esecutiva di interventi su utenze energetiche la cui titolarità è di organismi pubblici. Infine, la CCSE dovrà provvedere, con il rimanente 50 per cento delle suddette risorse alla copertura dei costi relativi alla realizzazione delle campagne informative e di sensibilizzazione a supporto del risparmio energetico e dello sviluppo delle fonti rinnovabili che saranno realizzate dalle imprese distributrici.

Stranded cost

Con i decreti del Ministero delle attività produttive, 6 agosto 2004 e 10 marzo 2005, e considerate le analisi effettuate dall'Autorità e trasmesse al ministero in data 17 maggio 2004 e 24 novembre 2004, sono stati determinati sia le partite economiche relative ai costi di generazione non recuperabili a seguito dell'attuazione della Direttiva europea 96/92/CE, sia gli oneri relativi alla reintegrazione dei maggiori costi sostenuti dall'Enel e derivanti dalla forzata rilocalizzazione all'estero delle attività di scarico a terra e rigassificazione del gas naturale importato dalla Nigeria (i cosiddetti *stranded cost*). Il primo decreto, in particolare, quantifica i costi di generazione non recuperabili riferiti alle imprese titolari di impianti che, alla data del 19 febbraio 1997, erano di proprietà dell'Enel per un ammontare complessivo di 850,01 milioni di euro (Tav. 3.33). Lo stesso decreto quantifica gli oneri relativi alla reintegrazione dei maggiori costi sostenuti dall'Enel e derivanti dalla forzata rilocalizzazione all'estero delle attività di scarico a terra e rigassificazione del gas naturale importato dalla Nigeria, in base agli impegni contrattuali assunti anteriormente alla data del 19 febbraio 1997 per gli anni 2000-2009, che risultano essere pari a 1.465,27 milioni di euro.

TAV. 3.33 **QUANTIFICAZIONE DEI COSTI DI GENERAZIONE NON RECUPERABILI
PER IL PERIODO 2000-2003**

	MILIONI DI EURO	% SUL TOTALE
Perimetro Gruppo Enel al 19/2/1997	850,01	100,0%
di cui: Enel Green Power	16,99	2,0%
di cui: Enel produzione	496,36	58,4%
di cui: Endesa Italia (Elettrogen.)	169,13	19,9%
di cui: Edipower (Eurogen)	-	-
di cui: Tirreno Power (Interpower)	167,53	19,7%

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive.

Il decreto del 10 marzo 2005 determina, invece, le partite economiche relative ai costi di generazione non recuperabili riferiti alla società Aem Torino per un ammontare pari a 16,338 milioni di euro.

Con nota del 20 aprile 2005 il Ministero delle attività produttive ha trasmesso all'Autorità lo schema di decreto concernente le modalità di copertura e rimborso dei suddetti oneri ai fini del rilascio del proprio parere che, ai sensi dell'art. 2, comma 2, del decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25, coordinato con la legge 17 aprile 2003, n. 83, è rilasciato entro trenta giorni.

Per le altre imprese ammesse al meccanismo di reintegrazione il processo di determinazione delle suddette partite economiche è in corso di finalizzazione da parte del Ministero delle attività produttive.

Oneri nucleari

L'Autorità determina e aggiorna gli oneri connessi con lo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti svolte dalla Società Gestione Impianti Nucleari S.p.A. (Sogin), anche in consorzio con enti pubblici o altre società, tenendo conto di criteri di efficienza economica.

Con la deliberazione 23 aprile 2002, n. 71, erano stati determinati gli oneri nucleari per il triennio 2002-2004 ed emanate raccomandazioni atte a garantire efficienza economica nello svolgimento delle attività.

Sono in corso le attività istruttorie per la rideterminazione degli oneri nucleari per il triennio 2005-2007, che hanno richiesto supplementi istruttori in relazione a importanti modifiche del quadro normativo di riferimento.

Il decreto del Ministro delle attività produttive 2 dicembre 2004 prevede, infatti, nuovi indirizzi strategici e operativi per la messa in sicurezza del combustibile nucleare irraggiato esistente presso le centrali nucleari e i siti di stoccaggio nazionali, ivi compresa la possibilità di esportazione temporanea di detto combustibile ai fini del riprocessamento associata alla valutazione comparativa dei costi e dei tempi.

Il 27 dicembre 2004 la Sogin ha quindi presentato all'Autorità un nuovo programma pluriennale delle attività, rispetto a quello già proposto il 30 settembre 2004, nel quale, a seguito del decreto del Ministro delle attività produttive 2 dicembre 2004, viene adottata una nuova strategia di gestione del combustibile irraggiato basata sul riprocessamento.

Poiché tale programma presenta un allungamento del periodo di completamento delle attività e un incremento dei costi a vita intera, l'Autorità ha disposto approfondimenti istruttori. La rideterminazione degli oneri nucleari per il triennio 2005-2007 deve anche tenere conto degli scostamenti tra preventivi e consuntivi per le attività svolte nel triennio 2002-2004, in applicazione dei criteri di efficienza economica nello svolgimento delle attività previsti dal decreto 26 gennaio 2000.

A decorrere dal secondo trimestre 2003 (delibera 24 marzo 2003, n. 23) l'aliquota media della componente tariffaria A_2 destinata alla copertura degli oneri nucleari è stata adeguata da 0,05 a 0,06 c€/kWh, al fine di assicurare un gettito adeguato alla copertura dei costi riconosciuti dalla deliberazione n. 71/02.

Nel corso del 2003 e del 2004 sono altresì intervenute modifiche del quadro normativo che comportano oneri aggiuntivi e che hanno richiesto interventi sulla struttura della componente tariffaria A_2 .

In particolare, l'art. 4 della legge 24 dicembre 2003, n. 368, prevede l'introduzione di misure di compensazione territoriale a favore dei siti che ospitano centrali nucleari e impianti del ciclo del combustibile nucleare e, dalla data di entrata in esercizio del deposito nazionale, proporzionalmente all'allocazione dei rifiuti radioattivi, in favore del Comune nel cui territorio è ubicato il deposito, dei Comuni confinanti, della Provincia e della Regione; la copertura finanziaria è prevista tramite "un'aliquota della componente della tariffa elettrica, pari a 0,015 c€ per ogni kWh consumato". L'ammontare complessivo di tali misure, posto transitoriamente a carico del Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue, alimentato dalla componente tariffaria A_2 (deliberazione 27 marzo 2004, n. 46), è stato successivamente scorporato con l'istituzione di una specifica componente tariffaria, denominata MCT, destinata a essere applicata a ciascun kWh consumato da clienti finali ovvero dalle imprese di distribuzione e trasmissione limitatamente agli usi finali delle medesime, in attuazione delle disposizioni della legge n. 368/03 (deliberazione 22 dicembre 2004, n. 231).

Infine la legge finanziaria 2005 (art. 1, comma 298) ha disposto che, a decorrere dall'1 gennaio 2005, viene destinato all'entrata del bilancio dello Stato un gettito annuo pari a 100 milioni di euro mediante il versamento di una quota pari al 70 per cento delle misure di compensazione territoriale di cui all'art. 4 della legge n. 368/03, nonché di una ulteriore quota che assicuri il predetto gettito a valere sulle entrate derivanti dalla componente tariffaria A_2 .

In attesa della rideterminazione degli oneri nucleari relativi al triennio 2005-

2007, a partire dal 1° trimestre 2005 la componente tariffaria A_2 è stata transitoriamente dimensionata per far fronte prevalentemente agli oneri derivanti dalla legge finanziaria 2005, fissando una aliquota media relativa agli oneri nucleari pari a 0,04 cent€/kWh (deliberazione n. 252/04), aliquota che dovrà quindi essere adeguata a seguito della predetta rideterminazione.

Ricerca di sistema

Con la delibera del 18 marzo 2004, n. 41, l'Autorità ha ammesso al finanziamento a carico del Fondo per l'attività di ricerca (di cui all'art. 11, comma 2, del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, 26 gennaio 2000) i progetti di ricerca presentati dal CESI per l'anno 2003, per un totale complessivo di 116.092.000 euro. I principali aspetti inerenti i progetti di ricerca ammessi al finanziamento riguardano:

- sviluppo di strumenti e metodi per la costruzione di scenari globali del sistema elettrico;
- metodi e sistemi in grado di supportare l'evoluzione del parco di generazione nazionale verso una maggiore sostenibilità;
- metodologie di analisi, procedure, modelli matematici e strumenti software e basi di dati per il supporto allo sviluppo ed esercizio della rete elettrica italiana;
- metodologie e strumenti per l'analisi del mercato liberalizzato dell'energia elettrica in Italia;
- prospettive tecnologiche, economiche e ambientali della generazione distribuita;
- sicurezza degli impianti del sistema elettrico e interazione con il territorio;
- diffusione dei risultati della Ricerca di sistema.

Successivamente alla prima verifica dei progetti di ricerca di cui sopra, effettuata ai sensi dell'art. 6 della delibera 11 luglio 2001, n. 158, come modificata dalla delibera del 4 aprile 2002, n. 55, l'Autorità ha disposto, con la determinazione del Direttore generale n. 53/2004, la corresponsione di un primo acconto pari a 34.827.600,00 € corrispondente al 30 per cento del finanziamento riconosciuto a carico del Fondo, e con la determinazione del Direttore generale n. 174/2004 la corresponsione del secondo acconto, anch'esso pari a 34.827.600,00 €, all'avvenuto raggiungimento di uno stato di avanzamento dei lavori superiore al 50 per cento delle attività progettuali.

Nel marzo 2005 il Comitato di esperti di ricerca per il settore elettrico (CERSE) ha inviato, ai sensi del decreto ministeriale 28 febbraio 2003 inerente le modalità di gestione del Fondo per il finanziamento delle attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico nazionale, il Piano triennale della ricerca di sistema ai fini delle consultazioni previste dallo stesso decreto ministeriale.